

# Trabajo Fin de Grado

## Ingeniería de la Energía

### Análisis de rentabilidad de una instalación fotovoltaica para el autoconsumo de una vivienda unifamiliar

Autor: Jesús Rojas Aguilar

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández

Manuel Burgos Payán

**Dpto. Ingeniería Eléctrica**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2020





Trabajo Fin de Grado  
Ingeniería de la Energía

# **Análisis de rentabilidad de una instalación fotovoltaica para el autoconsumo de una vivienda unifamiliar**

Autor:

Jesús Rojas Aguilar

Tutores:

Juan Manuel Roldán Fernández

Profesor ayudante doctor

Manuel Burgos Payán

Catedrático de Universidad

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Grado: Análisis de rentabilidad de una instalación fotovoltaica para el autoconsumo de una vivienda unifamiliar

Autor: Jesús Rojas Aguilar

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández  
Manuel Burgos Payán

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

*A mi familia*

*A mis maestros*





# Agradecimientos

---

En primer lugar, me gustaría agradecer a mi familia, por confiar en mí desde que inicié este camino en la Escuela y por darme un apoyo moral muy importante, ayudándome a superar los obstáculos a nivel psicológico durante los años de estudio, así como durante las diferentes fases para el desarrollo de este proyecto.

En segundo lugar, agradecer a mis compañeros, por acompañarme durante esta etapa en la Escuela, por su colaboración y por el apoyo que me han ofrecido durante la realización de este proyecto.

Por último, y no por ello menos importante, agradecer inmensamente a mi tutor, Juan Manuel Roldán Fernández, por haberme ofrecido la posibilidad de realizar este proyecto. Gracias por tu dedicación, por saber guiarme en todo momento y enseñarme nuevas referencias que me han sido de gran ayuda para el proyecto.

*Jesús Rojas Aguilar*  
*ETSI Universidad de Sevilla*  
*Sevilla, 2020*



# Resumen

---

El Sol es fuente de vida y origen de la mayoría de formas de energía en la Tierra. Calienta la atmósfera, los océanos y los continentes, genera los vientos, mueve el ciclo del agua, hace crecer las plantas, proporciona alimento a los animales, e incluso (en un largo período de tiempo) produce los combustibles fósiles.

La energía solar cuenta con años de experiencia y está bien acomodada en la producción y mercado energético actual. Además, con el paso de los años, se está desarrollando cada vez más, ya que tiene mucho potencial por aprovechar. Es por ello que el número de usuarios que optan por ser autoconsumidores fotovoltaicos está aumentando.

Mediante colectores solares, la radiación solar recibida puede transformarse en energía térmica, y, utilizando paneles fotovoltaicos, en energía eléctrica.

A pesar de la madurez de la tecnología fotovoltaica y de la ubicación ideal que tiene España para el aprovechamiento de la misma, la falta de una normativa adecuada ha paralizado su desarrollo en el caso doméstico o residencial. No ha sido hasta relativamente hace poco (RD 244/2019, de 5 de abril) que existe una normativa que no penaliza la producción con autoconsumo (el impuesto al sol) y que permite la venta del excedente (sin obtener ingresos). La viabilidad económica de las instalaciones de autoconsumo bajo este nuevo marco normativo es el objetivo principal de este trabajo analizándose diversos emplazamientos y posibilidades tarifarias.



# Abstract

---

The Sun is the source of life and the origin of most forms of energy on Earth. It heats the atmosphere, oceans and continents, generates winds, moves the water cycle, makes plants grow, provides food for animals, and even (over a long period of time) produces fossil fuels.

Solar energy has years of experience and is well placed in the current energy market and production. In addition, over the years, it is developing more and more, due to it has a lot of potential to take advantage of. That is why the number of users who choose to be photovoltaic self-consumers is increasing.

By means of solar collectors, the received solar radiation can be transformed into thermal energy, and, using photovoltaic panels, into electrical energy.

Despite the maturity of photovoltaic technology and the ideal location Spain has to take advantage of it, the lack of suitable regulations has paralyzed its development in the domestic or residential case. It was not until relatively recently (RD 244/2019, the fifth of April) that there is a regulation which does not penalize production with self-consumption (the sun tax) and which allows the sale of the surplus (without earning). The economic viability of self-consumption facilities under this new regulatory framework is the main objective of this work, analyzing several locations as well as tariff possibilities.



<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xvii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xix</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. <i>Objeto</i>	1
1.2. <i>Recurso solar</i>	2
1.3. <i>Estado del arte tecnología fotovoltaica</i>	3
1.4. <i>Tarifas</i>	6
<b>2 Recopilación de datos</b>	<b>9</b>
2.1. <i>Perfiles de consumo del pequeño consumidor</i>	9
2.2. <i>Precio voluntario al pequeño consumidor</i>	11
2.3. <i>Precio de la energía excedentaria del autoconsumo</i>	12
2.4. <i>Datos de producción fotovoltaica</i>	13
<b>3 Herramienta PVGIS</b>	<b>15</b>
<b>4 Kit de autoconsumo</b>	<b>19</b>
<b>5 Metodología</b>	<b>21</b>
5.1 <i>Costes</i>	21
5.2 <i>Ahorro anual</i>	22
5.3 <i>Valor Actual Neto (VAN)</i>	22
5.4 <i>Tasa Interna de Retorno (TIR)</i>	23
5.5 <i>Payback (PB)</i>	23
<b>6 Resultados</b>	<b>25</b>
6.1 <i>Sevilla</i>	25
6.1.1 <i>VAN, TIR y PB</i>	25
6.1.2 <i>Costes y ahorro</i>	26
6.2 <i>Madrid</i>	39
6.2.1 <i>VAN, TIR y PB</i>	39
6.2.2 <i>Costes y ahorro</i>	40
6.3 <i>Santander</i>	50
6.3.1 <i>VAN, TIR y PB</i>	50
6.3.2 <i>Costes y ahorro</i>	51
<b>7 Análisis de resultados</b>	<b>63</b>
7.1 <i>Costes y ahorro</i>	63
7.2 <i>VAN, TIR y PB</i>	64
<b>8 Conclusiones</b>	<b>67</b>





# ÍNDICE DE TABLAS

---

<b>Tabla 1-1. Zonas climáticas según radiación anual</b>	<b>3</b>
<b>Tabla 2-1. Perfiles horarios de consumo del pequeño consumidor</b>	<b>9</b>
<b>Tabla 2-2. Perfil horario final de consumo del pequeño consumidor</b>	<b>11</b>
<b>Tabla 2-3. Precio horario de la energía sin discriminación horaria</b>	<b>11</b>
<b>Tabla 2-4. Precio horario de la energía con discriminación horaria</b>	<b>12</b>
<b>Tabla 2-5. Precios de mercado eléctrico diario [9]</b>	<b>13</b>
<b>Tabla 4-1. Precios kits de autoconsumo</b>	<b>20</b>
<b>Tabla 6-1. VAN, TIR y Payback</b>	<b>26</b>
<b>Tabla 6-2. Coste y ahorro anual 2.0 A</b>	<b>27</b>
<b>Tabla 6-3. Coste y ahorro anual 2.0 DHA</b>	<b>29</b>
<b>Tabla 6-4. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	<b>29</b>
<b>Tabla 6-5. Coste y ahorro anual 2.0 A</b>	<b>30</b>
<b>Tabla 6-6. Coste y ahorro anual 2.0 DHA</b>	<b>31</b>
<b>Tabla 6-7. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	<b>32</b>
<b>Tabla 6-8. Coste y ahorro anual 2.0 A</b>	<b>32</b>
<b>Tabla 6-9. Coste y ahorro anual 2.0 DHA</b>	<b>33</b>
<b>Tabla 6-10. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	<b>34</b>
<b>Tabla 6-11. Coste y ahorro anual 2.0 A</b>	<b>35</b>
<b>Tabla 6-12. Coste y ahorro anual 2.0 DHA</b>	<b>35</b>
<b>Tabla 6-13. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	<b>36</b>
<b>Tabla 6-14. Coste y ahorro anual 2.0 A</b>	<b>37</b>
<b>Tabla 6-15. Coste y ahorro anual 2.0 DHA</b>	<b>37</b>
<b>Tabla 6-16. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	<b>38</b>
<b>Tabla 6-17. Payback instalación fotovoltaica en Sevilla</b>	<b>38</b>
<b>Tabla 6-18. VAN, TIR y Payback</b>	<b>39</b>
<b>Tabla 6-19. Coste y ahorro anual 2.0 A</b>	<b>40</b>
<b>Tabla 6-20. Coste y ahorro anual 2.0 DHA</b>	<b>41</b>
<b>Tabla 6-21. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	<b>42</b>
<b>Tabla 6-22. Coste y ahorro anual 2.0 A</b>	<b>42</b>
<b>Tabla 6-23. Coste y ahorro anual 2.0 DHA</b>	<b>43</b>
<b>Tabla 6-24. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	<b>44</b>
<b>Tabla 6-25. Coste y ahorro anual 2.0 A</b>	<b>44</b>
<b>Tabla 6-26. Coste y ahorro anual 2.0 DHA</b>	<b>45</b>
<b>Tabla 6-27. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	<b>46</b>

<b>Tabla 6-28. Coste y ahorro anual 2.0 A</b>	46
<b>Tabla 6-29. Coste y ahorro anual 2.0 DHA</b>	47
<b>Tabla 6-30. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	48
<b>Tabla 6-31. Coste y ahorro anual 2.0 A</b>	48
<b>Tabla 6-32. Coste y ahorro anual 2.0 DHA</b>	49
<b>Tabla 6-33. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	50
<b>Tabla 6-34. Payback instalación fotovoltaica en Madrid</b>	50
<b>Tabla 6-35. VAN, TIR y Payback</b>	51
<b>Tabla 6-36. Coste y ahorro anual 2.0 A</b>	52
<b>Tabla 6-37. Coste y ahorro anual 2.0 DHA</b>	53
<b>Tabla 6-38. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	54
<b>Tabla 6-39. Coste y ahorro anual 2.0 A</b>	54
<b>Tabla 6-40. Coste y ahorro anual 2.0 DHA</b>	55
<b>Tabla 6-41. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	56
<b>Tabla 6-42. Coste y ahorro anual 2.0 A</b>	56
<b>Tabla 6-43. Coste y ahorro anual 2.0 DHA</b>	57
<b>Tabla 6-44. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	58
<b>Tabla 6-45. Coste y ahorro anual 2.0 A</b>	58
<b>Tabla 6-46. Coste y ahorro anual 2.0 DHA</b>	59
<b>Tabla 6-47. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	60
<b>Tabla 6-48. Coste y ahorro anual 2.0 A</b>	60
<b>Tabla 6-49. Coste y ahorro anual 2.0 DHA</b>	61
<b>Tabla 6-50. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	62
<b>Tabla 6-51. Payback instalación fotovoltaica Santander</b>	62
<b>Tabla 7-1. VAN, TIR y PB anulando los ingresos para 2 kWp</b>	66
<b>Tabla 7-2. VAN, TIR y PB anulando los ingresos para 3 kWp</b>	66

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

<b>Figura 1-1. Radiación solar global anual en Europa</b>	<b>2</b>
<b>Figura 1-2. Radiación solar global anual en España</b>	<b>3</b>
<b>Figura 1-3. Producción fotovoltaica en Europa [2]</b>	<b>4</b>
<b>Figura 1-4. Aportación fotovoltaica por zona [3]</b>	<b>5</b>
<b>Figura 1-5. Potencia fotovoltaica instalada en España [4]</b>	<b>6</b>
<b>Figura 1-6. Precio de casación</b>	<b>7</b>
<b>Figura 1-7. Precio horario de la energía [9]</b>	<b>8</b>
<b>Figura 2-1. Consumo nacional por peaje de acceso</b>	<b>10</b>
<b>Figura 2-2. Precio de la energía excedentaria para el autoconsumo del día 22/03/2020</b>	<b>12</b>
<b>Figura 2-3. Herramienta PVGIS (1)</b>	<b>14</b>
<b>Figura 3-1. Herramienta PVGIS (2)</b>	<b>16</b>
<b>Figura 3-2. Inclinación y azimut</b>	<b>17</b>
<b>Figura 3-3. Datos de producción fotovoltaica</b>	<b>17</b>
<b>Figura 4-1. Kit de autoconsumo de 1 kWp</b>	<b>19</b>
<b>Figura 6-1. Coste y ahorro mensual 2.0 A</b>	<b>27</b>
<b>Figura 6-2. Producción solar mensual para 1 kWp en Sevilla</b>	<b>28</b>
<b>Figura 6-3. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA</b>	<b>28</b>
<b>Figura 6-4. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	<b>29</b>
<b>Figura 6-5. Coste y ahorro mensual 2.0 A</b>	<b>30</b>
<b>Figura 6-6. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA</b>	<b>31</b>
<b>Figura 6-7. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	<b>31</b>
<b>Figura 6-8. Coste y ahorro mensual 2.0 A</b>	<b>32</b>
<b>Figura 6-9. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA</b>	<b>33</b>
<b>Figura 6-10. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	<b>34</b>
<b>Figura 6-11. Coste y ahorro mensual 2.0 A</b>	<b>34</b>
<b>Figura 6-12. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA</b>	<b>35</b>
<b>Figura 6-13. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	<b>36</b>
<b>Figura 6-14. Coste y ahorro mensual 2.0 A</b>	<b>36</b>
<b>Figura 6-15. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA</b>	<b>37</b>
<b>Figura 6-16. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	<b>38</b>
<b>Figura 6-17. Coste y ahorro mensual 2.0 A</b>	<b>40</b>
<b>Figura 6-18. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA</b>	<b>41</b>
<b>Figura 6-19. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	<b>41</b>
<b>Figura 6-20. Coste y ahorro mensual 2.0 A</b>	<b>42</b>

<b>Figura 6-21. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA</b>	43
<b>Figura 6-22. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	43
<b>Figura 6-23. Coste y ahorro mensual 2.0 A</b>	44
<b>Figura 6-24. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA</b>	45
<b>Figura 6-25. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	45
<b>Figura 6-26. Coste y ahorro mensual 2.0 A</b>	46
<b>Figura 6-27. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA</b>	47
<b>Figura 6-28. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	47
<b>Figura 6-29. Coste y ahorro mensual 2.0 A</b>	48
<b>Figura 6-30. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA</b>	49
<b>Figura 6-31. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	49
<b>Figura 6-32. Coste y ahorro mensual 2.0 A.</b>	52
<b>Figura 6-33. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA</b>	53
<b>Figura 6-34. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	53
<b>Figura 6-35. Coste y ahorro mensual 2.0 A</b>	54
<b>Figura 6-36. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA</b>	55
<b>Figura 6-37. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	55
<b>Figura 6-38. Coste y ahorro mensual 2.0 A</b>	56
<b>Figura 6-39. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA</b>	57
<b>Figura 6-40. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	57
<b>Figura 6-41. Coste y ahorro mensual 2.0 A</b>	58
<b>Figura 6-42. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA</b>	59
<b>Figura 6-43. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	59
<b>Figura 6-44. Coste y ahorro mensual 2.0 A</b>	60
<b>Figura 6-45. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA</b>	61
<b>Figura 6-46. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	61
<b>Figura 7-1. Coste y ahorro anual 2.0 A</b>	63
<b>Figura 7-2. Coste y ahorro anual 2.0 DHA</b>	63
<b>Figura 7-3. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA</b>	64
<b>Figura 7-4. VAN para los tres emplazamientos</b>	65
<b>Figura 7-7. TIR para los tres emplazamientos</b>	65
<b>Figura 7-8. Payback para los tres emplazamientos</b>	66

# 1 INTRODUCCIÓN

---

*El Sol es la ardiente fuente que provoca las ideas  
eternas en vaso mortal.*

*- Ramón María del Valle-Inclán -*

Actualmente, el autoconsumo de energía fotovoltaica está experimentando un gran crecimiento en el mundo, más concretamente en España. Este crecimiento se debe, principalmente, a las políticas europeas contra el cambio climático, el estado del arte de la tecnología y los recientes cambios en la legislación española.

Además, el autoconsumo fotovoltaico desempeñará un papel clave en la transición a un sistema energético de bajas emisiones de carbono. España, si bien se encuentra entre los países de la UE con mayor porcentaje de irradiación solar, ha pasado recientemente una de las normas de autoconsumo más restrictivas. [1]

El impacto del autoconsumo fotovoltaico en los ingresos globales del gobierno y del sistema eléctrico es positivo para inversiones en el segmento residencial, insignificantes para las del segmento comercial y negativas para las del segmento industrial.

Otro aspecto importante a destacar es la ubicación geográfica de España, y es que la convierte en un emplazamiento privilegiado, ya que el potencial de esta tecnología es enorme.

En este apartado se tratarán los principales temas que juegan un papel importante en el autoconsumo fotovoltaico en España.

## 1.1. Objeto

El presente proyecto tiene como objeto el estudio de la rentabilidad de una instalación de energía solar fotovoltaica para el autoconsumo de una vivienda unifamiliar. Se establecerá una comparación entre distintos emplazamientos: Sevilla, Madrid y Santander. Asimismo, se estudiará la rentabilidad de la instalación en cada emplazamiento para distintas potencias fotovoltaicas: desde uno hasta cinco kilovatios pico (kWp).

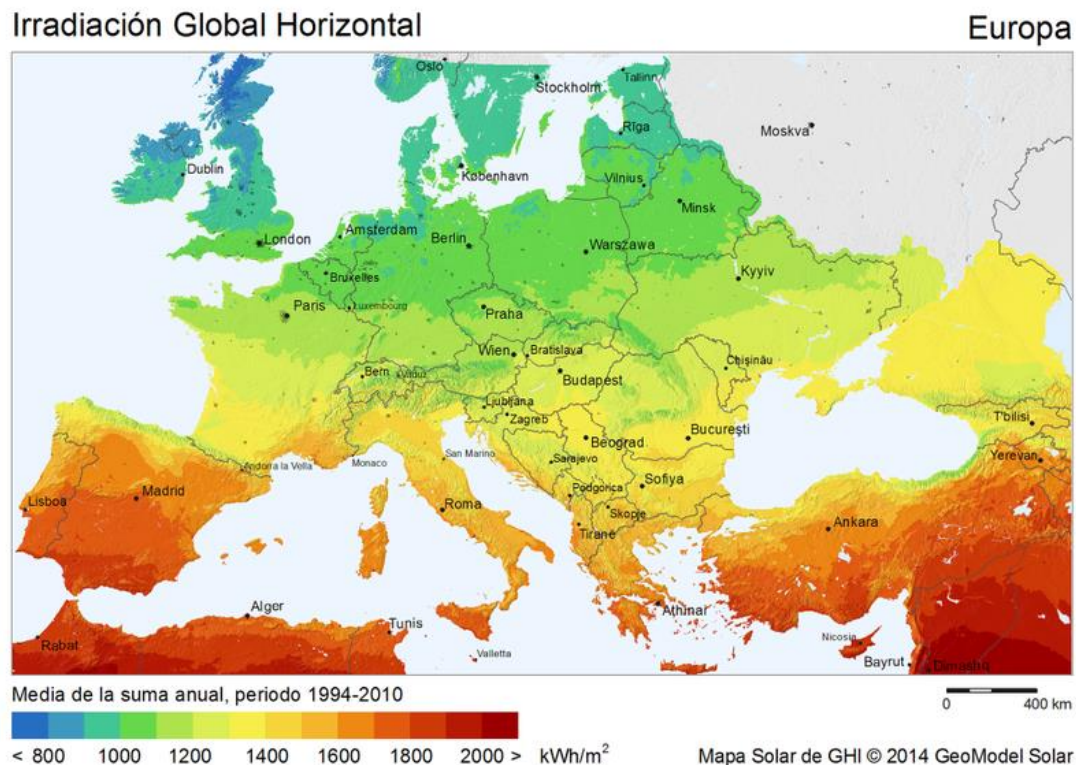
Se estudiará el impacto que provoca dicho autoconsumo en el coste anual de la electricidad, atendiendo a las modalidades de “con discriminación” y “sin discriminación” horaria. Además, se valorará la opción tener contratada una tarifa con discriminación horaria sin autoconsumo y realizar un cambio a discriminación horaria con autoconsumo.

El proyecto trata de analizar los diferentes precios de la energía y las diferentes tarifas, para así poder establecer un estudio comparativo sobre la rentabilidad de la instalación durante los veinticinco años de vida útil. Para ello, se hará especial hincapié en diversas fórmulas de inversión, como pueden ser el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el Período de Retorno o Payback (PB).

En cuanto a dicha rentabilidad, el factor más determinante e interesante será la posibilidad de vender la energía excedentaria a la red, para así maximizar el ahorro en el coste anual.

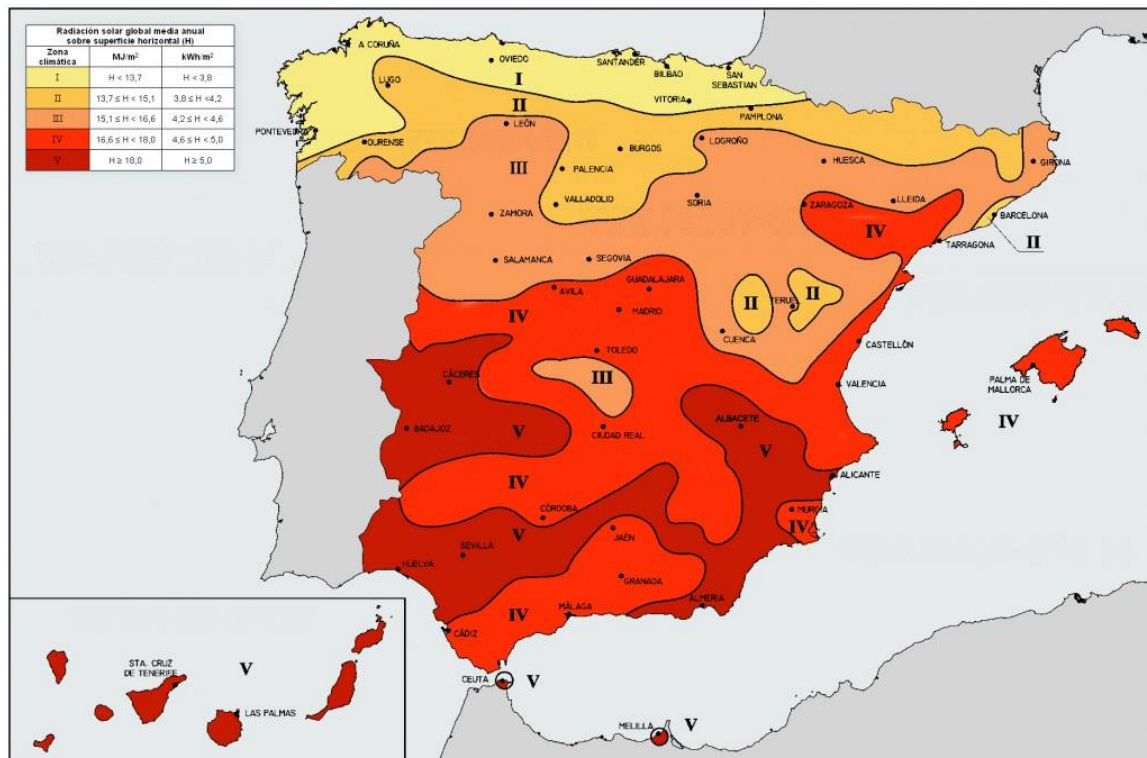
## 1.2. Recurso solar

Para la viabilidad de este proyecto, uno de los puntos clave es el estudio del recurso solar existente en España. En primer lugar, se muestra una gráfica con los niveles de irradiación a nivel europeo:



**Figura 1-1. Radiación solar global anual en Europa**

Como se puede apreciar, España es por su localización, un país que recibe buenas dosis de irradiación solar. Por ello, tiene el potencial suficiente para situarse entre uno de los países referentes en Europa respecto a la producción de energía procedente del sol. Esto se debe, en gran parte, a que España es uno de los países de Europa con mayor cantidad de horas de sol. Para obtener la radiación solar en España, se ha utilizado como fuente la página EFIMARKET.



**Figura 1-2. Radiación solar global anual en España**

Zona climática	MJ/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$

**Tabla 1-1. Zonas climáticas según radiación anual**

Centrándose en España, el CTE (Código Técnico de la Edificación) clasifica el territorio español en cinco zonas climáticas (véase tabla 1-1), las cuales se han definido teniendo en cuenta la radiación solar global media diaria anual sobre superficie horizontal.

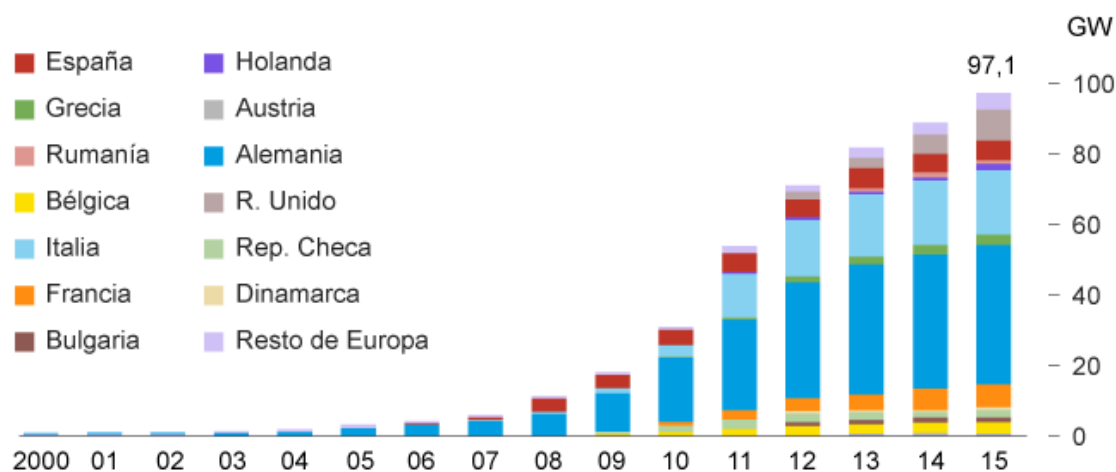
Haciendo alusión a los diferentes emplazamientos, se puede apreciar claramente la diferencia existente entre Sevilla, Madrid y Santander, perteneciendo a las zonas V, III, y I, respectivamente.

### 1.3. Estado del arte tecnología fotovoltaica

El sector fotovoltaico ha aumentado mundialmente en un 20-25% en los últimos años, principalmente por su versatilidad y la disminución de costes de instalación, lo que ha provocado que sea uno de los más competitivos en el mundo.

Este incremento se ha producido tanto en Europa como en países emergentes, siendo estos en los que más ha crecido el número de instalaciones fotovoltaicas, ya que encuentran en este mercado una buena vía de escape ante el problema de la insuficiencia energética.

## ■ Evolución de la energía solar por países



**Figura 1-3. Producción fotovoltaica en Europa [1]**

En Europa, como se puede apreciar en la gráfica, Alemania e Italia son líderes: operan con más de la mitad de la potencia total de generación de energía solar fotovoltaica de Europa.

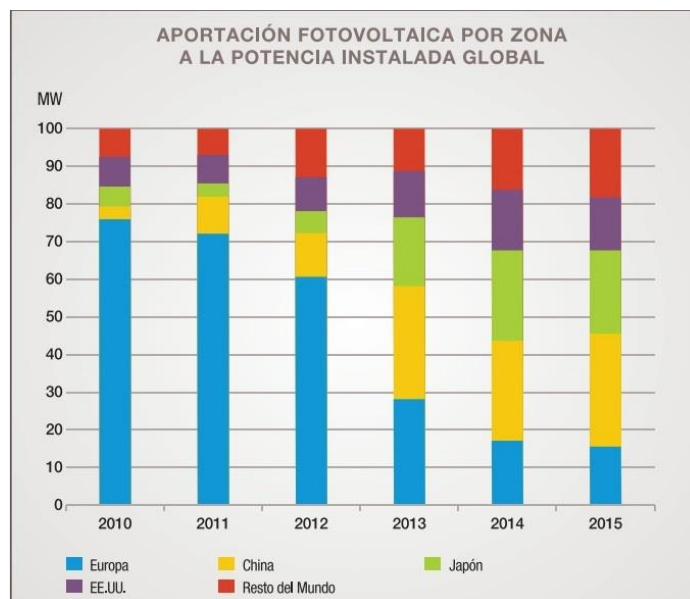
Se han determinado tres puntos clave para el desarrollo de la energía fotovoltaica en Europa:

- ✓ Evolución y reducción de costes de sistemas de almacenamiento mediante baterías.
- ✓ El autoconsumo como motor de crecimiento.
- ✓ La tendencia a la disminución de los precios de la energía fotovoltaica, lo que hace atractiva la inversión en nuevas instalaciones.

Aunque se tenga una previsión de futuro optimista, Europa ha dado un paso atrás, ya que mercados como el chino, el estadounidense o el japonés siguen apostando fuerte por este tipo de tecnologías, tanto para autoconsumo como en el ámbito industrial.

A continuación, se muestra en una gráfica la producción fotovoltaica por zonas, a nivel mundial:





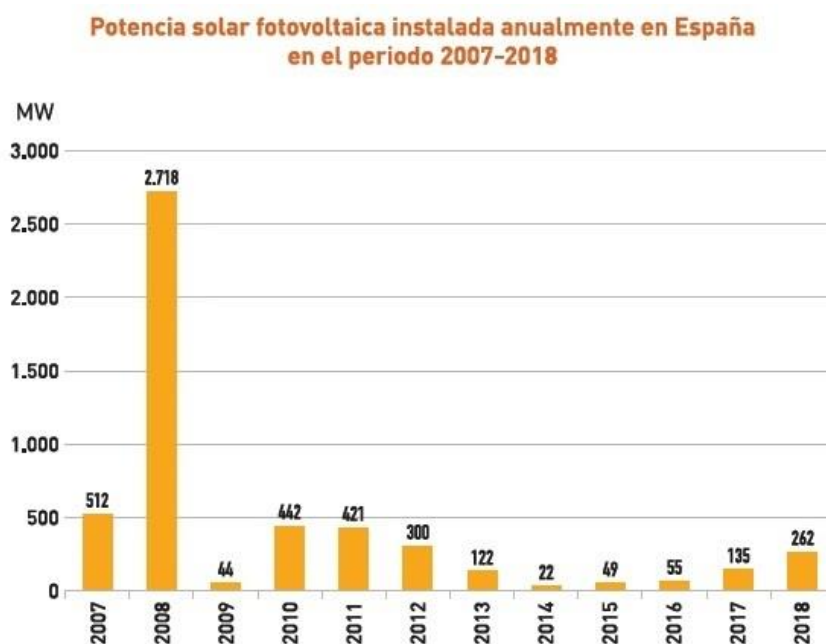
**Figura 1-4. Aportación fotovoltaica por zona [1]**

A raíz del desfase entre Europa y otros países, se está planteando un proceso de revisión de las políticas energéticas, cuyo fin es volver a poner a la cabeza a Europa en el sector fotovoltaico. Sus objetivos primordiales son:

- ✓ Incrementar la eficiencia de los módulos en un 20% para 2020 y en un 35% para 2030.
- ✓ Reducir el coste de los proyectos llave en mano en un 20% para 2020 y un 50% para 2030.
- ✓ Incrementar la vida útil de los módulos a 30 años para 2035.
- ✓ Desarrollar elementos de integración fotovoltaica en edificios con aislamiento termal e impermeabilización que reduzcan sus costes adicionales.

A pesar del destacado crecimiento a nivel mundial y europeo de la energía solar fotovoltaica, en España la falta de voluntad política es la principal causa por la que el país ha desaparecido del top 10 de los países más favorables a la energía solar.

A continuación, se muestra la potencia instalada en España hasta el año 2018:



**Figura 1-5. Potencia fotovoltaica instalada en España [1]**

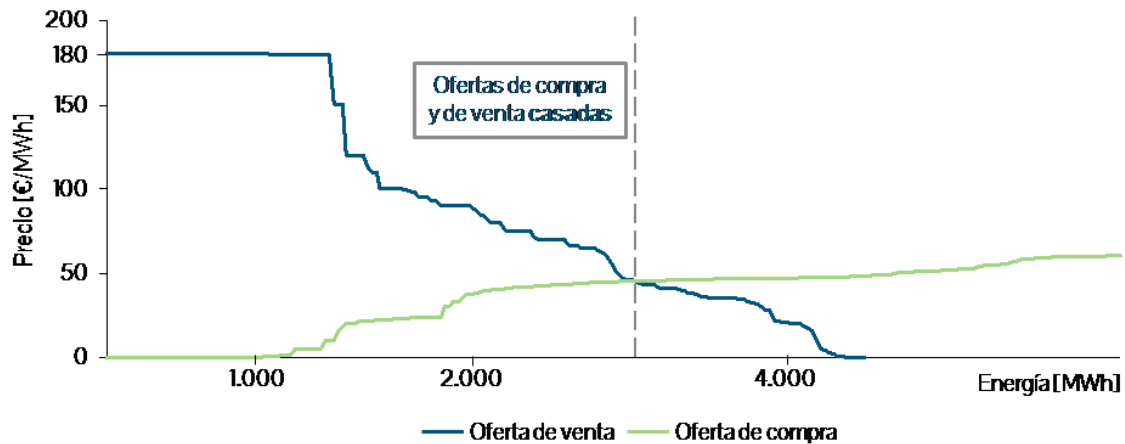
Como se puede apreciar, tras el boom que experimentó España en el año 2008, este desplome ha sido motivado, principalmente, por la legislación desfavorable (RD 1578/2008, de 26 de septiembre) y el clima de desconfianza legal hacia este tipo de inversiones motivado por el gobierno. El autoconsumo queda obligado a pagar un peaje o cargo por el uso de las redes de transporte (como el consumo eléctrico doméstico convencional), de modo que la electricidad autoproducida se encarece y dejan de ser tan rentables los proyectos.

Por último, los datos más recientes sostienen que la capacidad de energía solar fotovoltaica acumulada en España en julio de 2019 es de 5.373 MW, cuando a finales de 2018 era de 4.714 MW. Un dato que año a año irá a más cuando se vayan conectando los miles de megavatios que se están construyendo por toda España. Desde grandes plantas que superan los 500 MW hasta las pequeñas instalaciones de autoconsumo. [1]

Y es que España tiene en el sol un gran aliado para generar energía. Es el país europeo con mayor radiación solar y, aunque ha estado años paralizada, ahora parece que el boom de la fotovoltaica se va a vivir de nuevo en los próximos años. Sólo hay que ver los más de 100 GW de nueva potencia que tienen el permiso de conexión solicitado ante Red Eléctrica.

## 1.4. Tarifas

Actualmente, el precio del kWh en España se fija en el mercado eléctrico diario, también conocido como acoplamiento único diario, en el que se establece el precio de la luz (kWh) para cada hora del día según la oferta y la demanda que haya en el momento de la fijación del precio. Todos los días del año a las 12:00 CET (hora central europea), se lleva a cabo la sesión del mercado diario en la que se fijan los precios y energías de la electricidad en toda Europa para las veinticuatro horas del día siguiente. El precio y el volumen de energía en una hora determinada se establecen por el cruce entre la oferta y la demanda, siguiendo el modelo acordado y aprobado por todos los mercados europeos. [1]



**Figura 1-6. Precio de casación**

Como se aprecia en la gráfica, el punto de corte entre la oferta y la demanda proporciona el precio de casación, y es el precio que pagarán tanto las comercializadoras de referencia como las comercializadoras del mercado libre, por la energía. Para obtener dicho precio, se ha utilizado como fuente la página energía y sociedad.

Sumando este precio de casación más el precio de los peajes de acceso (precio destinado a pagar los costes de acceso a la red de distribución eléctrica) se obtiene el precio de la luz o precio del kWh.

Por consiguiente, ¿cómo se puede calcular el precio definitivo del kWh? Para ello es importante distinguir entre contratar una tarifa con una compañía de mercado libre o con una compañía de mercado regulado, ya que el cálculo difiere. [1]

En cuanto al mercado libre, las comercializadoras tienen libertad para establecer el precio del kWh que quieran, e incluso pueden ofrecer ofertas y descuentos.

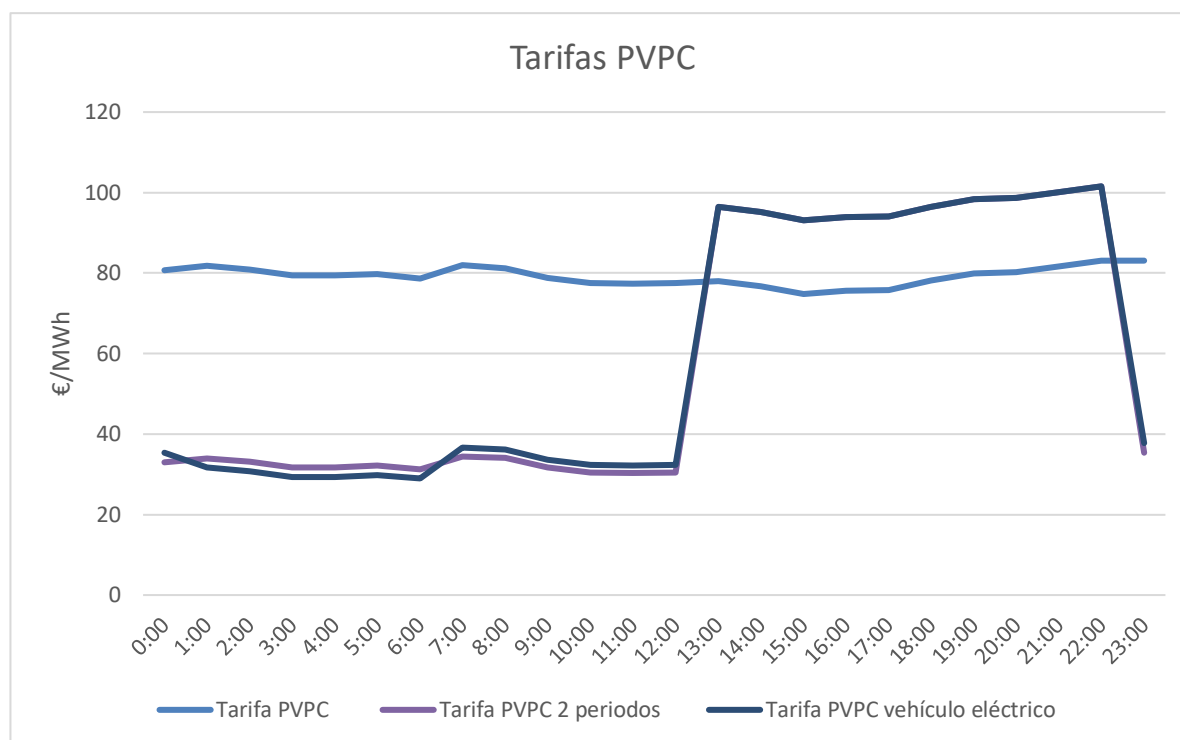
Las comercializadoras del mercado libre adquieren la luz al precio fijado en el mercado eléctrico y le añaden los impuestos regulados por el Gobierno, aunque utilizan diferentes estrategias para poder ofrecer en ocasiones un precio del kWh inferior al de las tarifas reguladas.

Sin embargo, se hará especial hincapié en el mercado regulado, ya que el principal objeto de estudio de este proyecto es el consumo doméstico, y el mercado regulado es el encargado de gestionarlo.

El precio del kWh en el mercado regulado es fijado por el Gobierno y está compuesto por el precio de casación del kWh del mercado eléctrico diario más los peajes de acceso.

El mercado regulado ofrece a sus clientes la tarifa de Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC). El PVPC es la tarifa también conocida como tarifa por horas, cuyo precio está controlado por el Ministerio de Industria. Solo está disponible para los usuarios con una potencia eléctrica inferior a 10 kW. La gran ventaja de la tarifa de luz por horas o PVPC es que el usuario puede consumir electricidad en las horas más económicas, experimentando así un gran ahorro en su factura anual.

Dentro de la tarifa PVPC existen diferentes modalidades en las que el precio del kWh es establecido de forma diferente:



**Figura 1-7. Precio horario de la energía [1]**

Esta gráfica muestra el precio horario del término de energía que se aplican en la factura eléctrica de los consumidores con una potencia contratada no superior a 10 kW y que estén acogidos al PVPC. Se ha realizado con la herramienta Excel a partir de los datos horarios obtenidos de la Red Eléctrica de España (REE).

Incluye el término de energía de los peajes de acceso (Orden IET/107/2014, 31 de enero), los cargos y el coste de producción. No incluye impuestos.

El proyecto se centrará en analizar las diferencias entre la tarifa PVPC con un período (2.0 A o comúnmente conocida como “sin discriminación horaria”) y la tarifa PVPC con dos períodos (2.0 DHA o comúnmente conocida como “con discriminación horaria”). Esto es: línea azul celeste y línea morada, respectivamente.

Se puede observar cómo la curva de un período es prácticamente constante en el tiempo, pudiendo hacer uso de la electricidad a cualquier hora del día y, prácticamente al mismo precio. Este comportamiento de la curva hace que dicha tarifa sea especialmente atractiva si el cliente desea consumir electricidad a cualquier hora del día

En cambio, para el caso con dos períodos, se pueden distinguir dos zonas considerablemente diferenciadas. Esto es, en las horas de madrugada, la energía se sitúa en torno a los 30-35 €/MWh, un precio bastante inferior a los de la tarifa de un período. Sin embargo, a partir de las 12:00h se observa claramente un punto de inflexión, donde el precio se dispara por completo. Por tanto, esta tarifa resulta de especial interés para aquellos que realicen su mayor consumo de electricidad en horas de madrugada.

## 2 RECOPIACIÓN DE DATOS

Para la resolución de este proyecto, será preciso conocer los precios de la energía, así como datos de producción fotovoltaica de los diferentes emplazamientos a analizar.


### 2.1. Perfiles de consumo del pequeño consumidor

El primer paso para poder calcular el coste anual es conocer los perfiles de consumo del pequeño consumidor. Para ello, se han obtenidos los datos horarios en formato Excel para el año 2019 a partir de la página de REE (Red Eléctrica de España), en el apartado de medidas eléctricas. [1]

HORA	VERANO(1)/INVIERNO(0)	COEF. PERFIL A	COEF. PERFIL B	COEF. PERFIL C	COEF. PERFIL D
1	0	9.9593E-05	0.00020031	7.42151E-05	0.00016715
2	0	8.30019E-05	0.000185313	6.97392E-05	0.00017772
3	0	7.07965E-05	0.000169477	6.75391E-05	0.000168142
4	0	6.31582E-05	0.000158266	6.61304E-05	0.000160805
5	0	5.91372E-05	0.000152419	6.5548E-05	0.000152221
6	0	5.78606E-05	0.000158169	6.61335E-05	0.000146939
7	0	5.92938E-05	0.000161208	6.80327E-05	0.000143882
8	0	6.38828E-05	0.000159952	7.04187E-05	0.000140516
9	0	7.46959E-05	0.00012875	6.59766E-05	8.68591E-05

**Tabla 2-1. Perfiles horarios de consumo del pequeño consumidor**

En este fichero obtenido se tienen los datos de los diferentes coeficientes de perfiles para las 8760 horas del año 2019. Sin embargo, estos datos figuran en por unidad, por tanto, para obtener el perfil final de consumo del pequeño consumidor en MWh:


**CNMC**

**BOLETÍN DE INDICADORES  
ELÉCTRICOS**

### 3.1 - Estructura del consumo nacional por peaje de acceso

#### Número de consumidores, energía consumida y tamaño medio por peaje de acceso

Peaje	Número de consumidores (Número)		Energía Consumida (GWh)		Tamaño medio (MWh/cliente)	
	2017	nov 2017- oct 2018	2017	nov 2017- oct 2018	2017	nov 2017- oct 2018
<b>BT (&lt; 1 kV)</b>	<b>27.939.194</b>	<b>28.040.657</b>	<b>107.451</b>	<b>109.297</b>	<b>3,85</b>	<b>3,90</b>
<b>Pc ≤ 10 kW</b>	<b>26.413.213</b>	<b>26.510.740</b>	<b>64.429</b>	<b>65.801</b>	<b>2,44</b>	<b>2,48</b>
2.0 A	23.662.859	22.324.903	53.075	50.324	2,24	2,25
2.0 DHA	2.744.549	4.179.309	11.315	15.434	4,12	3,69
2.0 DHS	5.804	6.528	39	43	6,68	6,55
<b>Pc &gt; 10 kW</b>	<b>1.525.981</b>	<b>1.529.918</b>	<b>43.022</b>	<b>43.496</b>	<b>28,19</b>	<b>28,43</b>
2.1 A	619.780	576.934	5.210	4.801	8,41	8,32
2.1 DHA	178.931	215.477	2.960	3.350	16,54	15,55
2.1 DHS	762	787	11	11	13,84	14,21
3.0	726.508	736.719	34.843	35.334	47,96	47,96
<b>AT 1 (≥ 1 kV y &lt; 36 kV)</b>	<b>106.425</b>	<b>106.301</b>	<b>74.804</b>	<b>74.909</b>	<b>703</b>	<b>705</b>
3.1.A	85.962	85.704	15.781	15.577	184	182
6.1	20.463	20.597	59.022	59.331	2.884	2.881
<b>AT 2 (≥ 36 kV y &lt; 72,5 kV)</b>	<b>1.644</b>	<b>1.640</b>	<b>18.077</b>	<b>17.864</b>	<b>10.998</b>	<b>10.891</b>
<b>AT 3 (≥ 72,5 kV y &lt; 145 kV)</b>	<b>436</b>	<b>426</b>	<b>11.059</b>	<b>10.380</b>	<b>25.375</b>	<b>24.365</b>
<b>AT 4 (≥ 145 kV)</b>	<b>660</b>	<b>667</b>	<b>24.962</b>	<b>25.268</b>	<b>37.825</b>	<b>37.888</b>
<b>Total</b>	<b>28.048.358</b>	<b>28.149.691</b>	<b>236.352</b>	<b>237.717</b>	<b>8,43</b>	<b>8,44</b>

Figura 2-1. Consumo nacional por peaje de acceso

A partir de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), en el Boletín de Indicadores Eléctricos de febrero de 2019, se obtiene el tamaño medio por peaje de acceso. La energía consumida por cliente para el año 2017 es de 2,24 MWh/cliente en condiciones de potencia contratada menor a 10 kW, y tarifa 2.0 A. Para este proyecto, se tendrá en cuenta dicho dato, aunque sea del año 2017, ya que es el más reciente hasta la fecha. [1]

Entonces, el producto del coeficiente del perfil A (en por unidad) por el tamaño medio por peaje de acceso (Wh/cliente) proporciona el perfil final de consumo del pequeño consumidor en Wh.

COEF. PERFIL A	COEF. PERFIL B	COEF. PERFIL C	COEF. PERFIL D	Perfil de carga (Wh)
9.9593E-05	0.00020031	7.42151E-05	0.00016715	223.08823
8.30019E-05	0.000185313	6.97392E-05	0.00017772	185.924166
7.07965E-05	0.000169477	6.75391E-05	0.000168142	158.584102
6.31582E-05	0.000158266	6.61304E-05	0.000160805	141.474404
5.91372E-05	0.000152419	6.5548E-05	0.000152221	132.467236
5.78606E-05	0.000158169	6.61335E-05	0.000146939	129.607825
5.92938E-05	0.000161208	6.80327E-05	0.000143882	132.818069
6.38828E-05	0.000159952	7.04187E-05	0.000140516	143.097528
7.46959E-05	0.00012875	6.59766E-05	8.68591E-05	167.318715

**Tabla 2-2. Perfil horario final de consumo del pequeño consumidor**

Se obtiene el perfil de carga en Wh para cada hora del año 2019.

## 2.2. Precio voluntario al pequeño consumidor

En este apartado se harán dos distinciones:

- Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto suma componentes. También conocido como “sin discriminación horaria”. Se corresponde con la tarifa PVPC con un período.
- Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto suma componentes eficiencia 2 periodos (DHA) suma componentes. También conocido como “discriminación horaria”. Se corresponde con la tarifa PVPC con 2 períodos.

Estos datos se obtienen en formato Excel de la página de REE, en e-sios (Sistema de Información del Operador del Sistema) [1], para las 8760 horas del año 2019:

id	name	geoid	geoname	value	datetime
10229	Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto suma componentes			143.4	2019-01-01T00:00:00+01:00
10229	Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto suma componentes			143.6	2019-01-01T01:00:00+01:00
10229	Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto suma componentes			143.5	2019-01-01T02:00:00+01:00
10229	Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto suma componentes			141.7	2019-01-01T03:00:00+01:00
10229	Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto suma componentes			136.4	2019-01-01T04:00:00+01:00
10229	Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto suma componentes			132.4	2019-01-01T05:00:00+01:00

**Tabla 2-3. Precio horario de la energía sin discriminación horaria**

Fichero generado para la tarifa PVPC con un período. Se obtiene el precio en €/MWh.

A continuación, se muestra con dos períodos:

id	name	geoid	geoname	value	datetime
10230	Término de facturación de energía activa del PVPC eficiencia 2 periodos (DHA) suma componentes			91.77	2019-01-01T00:00:00+01:00
10230	Término de facturación de energía activa del PVPC eficiencia 2 periodos (DHA) suma componentes			91.98	2019-01-01T01:00:00+01:00
10230	Término de facturación de energía activa del PVPC eficiencia 2 periodos (DHA) suma componentes			91.87	2019-01-01T02:00:00+01:00
10230	Término de facturación de energía activa del PVPC eficiencia 2 periodos (DHA) suma componentes			90.15	2019-01-01T03:00:00+01:00
10230	Término de facturación de energía activa del PVPC eficiencia 2 periodos (DHA) suma componentes			85.14	2019-01-01T04:00:00+01:00
10230	Término de facturación de energía activa del PVPC eficiencia 2 periodos (DHA) suma componentes			81.34	2019-01-01T05:00:00+01:00

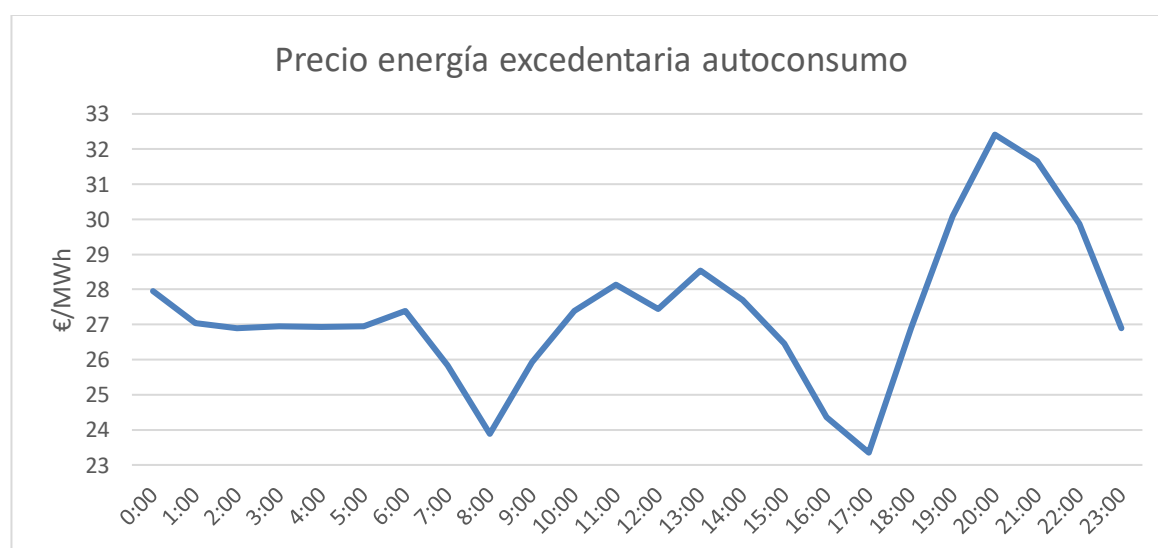
**Tabla 2-4. Precio horario de la energía con discriminación horaria**

### 2.3. Precio de la energía excedentaria del autoconsumo

A aquel autoconsumidor que tenga contratada una tarifa de Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) y esté acogido al mecanismo de compensación simplificada definida en el Real Decreto 244/2019 del 5 de abril, se le recompensará con una reducción de su coste anual de electricidad, siempre que vierta el excedente de generación renovable en la red.

Además, dicho RD establece que: "En ningún caso, el valor económico de la energía horaria excedentaria podrá ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación, el cual no podrá ser superior a un mes." [13] Es decir, no será posible obtener ingresos a partir del autoconsumo.

Sin embargo, para la resolución de este proyecto, se considerará una legislación más flexible, que permita vender el máximo excedente posible a la red, para así poder obtener ingresos. Cabe destacar, por tanto, que según la normativa actual, no sería posible rentabilizar la instalación como indica este proyecto.



**Figura 2-2. Precio de la energía excedentaria para el autoconsumo del día 22/03/2020**



Como se puede apreciar en la gráfica, el precio de la energía excedentaria alcanza su máximo a las 20:00h, justo en el mismo instante que los precios con uno y dos períodos.

Estos datos también se obtienen en formato Excel a partir de la web de e-sios, aunque en este caso solo están disponibles desde abril a diciembre de 2019. Por tanto, de enero a abril se ha completado con precios de mercado eléctrico diario:

id	name	geoid	geoname	value	datetime
1739	Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)			66.88	2019-01-01T00:00:00+01:00
1739	Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)			66.88	2019-01-01T01:00:00+01:00
1739	Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)			66	2019-01-01T02:00:00+01:00
1739	Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)			63.64	2019-01-01T03:00:00+01:00
1739	Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)			58.85	2019-01-01T04:00:00+01:00
1739	Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)			55.47	2019-01-01T05:00:00+01:00

**Tabla 2-5. Precios de mercado eléctrico diario [1]**

Se obtiene el precio de la energía excedentaria (€) para las 8760 horas del año 2019.

## 2.4. Datos de producción fotovoltaica

Se han obtenido los datos horarios de producción fotovoltaica (en W) a partir de la herramienta online PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) [1], la cual se explicará detalladamente en el siguiente apartado.

PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM

European Commission > EU Science Hub > PVGIS > Herramientas interactivas

Home Herramientas Descargas Documentación Contáctanos

Cursor: Utilizar las sombras del terreno: ☒ Horizonte calculado ☐ Cargar archivo de horizonte  Ningún archivo seleccionado

Seleccionado: Elegir localización! Elevación (m):

CONECTADO A RED

FV CON SEGUIMIENTO

FV AUTÓNOMO

DATOS MENSUALES

DATOS DIARIOS

DATOS HORARIOS

TIPO

**DATOS HORARIOS DE RADIACIÓN**

Base de datos de radiación solar:

Año inicial: 2007 Año final: 2015

Tipo de montaje: ☒ Fijo ☐ Eje vertical ☐ Eje inclinado ☐ Dos ejes

Inclinación [°]: (0-90)

Azimut [°]: (-180-180)

☐ Optimizar inclinación ☐ Optimizar slope and azimuth

☐ Potencia FV

Tecnología FV: Silicio cristalino

Potencia FV pico instalada [kWp]: 1

Pérdidas sistema [%]: 14

☐ Componentes de la radiación

Dirección: Eg. Ispra, Italy Lat/Lon: Eg. 45.81°Eg. 8.61°E

**Figura 2-3. Herramienta PVGIS (1)**

Se obtendrán datos horarios de radiación para distintos emplazamientos y para distintas potencias fotovoltaicas, que se detallarán en la metodología.

## 3 HERRAMIENTA PVGIS

Los datos de radiación solar utilizados en PVGIS consisten en valores horarios de un periodo de varios años, obtenidos a partir de imágenes de satélite. Esta herramienta de PVGIS permite descargar la serie temporal completa de valores horarios de radiación solar y/o producción fotovoltaica para el emplazamiento seleccionado. [1]

PVGIS dispone de cinco bases de datos de radiación solar diferentes con una resolución temporal horaria. Por el momento hay disponibles tres bases de datos desarrolladas a partir de datos de satélite:

- PVGIS-SARAH ( $0.05^\circ \times 0.05^\circ$ ): Esta base de datos está basada en el algoritmo desarrollado por CM SAF para Europa, África, Asia y partes de América del Sur.
- PVGIS-CMSAF \* ( $0.025^\circ \times 0.025^\circ$ ): Esta base de datos ya estaba disponible en PVGIS 4, y era la base de datos principal para Europa, África y partes de América del Sur. La incertidumbre de los datos es mayor que la de SARAH.
- PVGIS-NSRDB ( $0.04^\circ \times 0.04^\circ$ ): Resultado de la colaboración con el Laboratorio Nacional de Energías Renovables, NREL (USA) que desarrolló la base de datos NSRDB y la puso a disposición de PVGIS. Esto extiende la cobertura a América del Norte y Central.

Además de estos, hay dos bases de datos de reanálisis disponibles para Europa:

- PVGIS-ERA5 ( $0.25^\circ \times 0.25^\circ$ ): Último reanálisis global del ECMWF (ECMWF).
- PVGIS-COSMO \* ( $0.055^\circ \times 0.055^\circ$ ): Reanálisis regional de COSMO-REA6 que cubre Europa producido por el HERZ-DWD.

\* Estas bases de datos se eliminarán de PVGIS en 2020.

Un dato a tener en cuenta es que los reanálisis de datos de radiación solar generalmente tienen mayor incertidumbre que las bases de datos satelitales. Por lo tanto, se recomienda utilizar datos de reanálisis solo cuando faltan datos basados en satélites, como la región de Europa nórdica.

Por tanto, para este proyecto se utilizará la base de datos PVGIS-SARAH, ya que se ajusta mejor a Europa y la incertidumbre de datos es la menor.

En cuanto a la tecnología fotovoltaica, el rendimiento de los módulos FV depende de su temperatura y de la radiación solar disponible, así como de la distribución espectral de esta. El grado en el que estos factores afectan a la producción FV depende del tipo de módulo del que se trate. Por el momento se pueden estimar las pérdidas debidas a los efectos de la temperatura del módulo y de la irradiancia recibida para los siguientes tipos de módulos:

- Células de silicio cristalino.
- Módulos de lámina delgada de diseleniuro de cobre e indio: CIS (CuInSe), diseleniuro de cobre, indio y galio: CIGS (CuInGaSe).
- Módulos de lámina delgada de telurio de cadmio (CdTe).

Para otras tecnologías (especialmente de silicio amorfo), esta corrección no se puede aplicar en el cálculo. Si se elige alguna de las tres primeras opciones, en el cálculo de la producción FV, se tendrá en cuenta el efecto de la temperatura. Si se elige la otra opción (otro/desconocido), en el cálculo se asumirán unas pérdidas de potencia debido al efecto de la temperatura del 8% (valor genérico que se considera razonable para climas templados). El efecto de la distribución espectral de la irradiancia recibida sobre la producción FV sólo puede calcularse para las tecnologías de silicio cristalino y de CdTe. El efecto espectral no se puede calcular aún en las áreas en las que sólo existe la base de datos PVGIS-NSRDB.

La potencia FV pico instalada es la potencia que el fabricante de los módulos fotovoltaicos declara que estos pueden producir bajo condiciones estándares de medida, es decir, 1000W de radiación solar por metro cuadrado sobre el plano de captación y una temperatura del módulo de 25°C. La potencia pico debe definirse en kilovatio pico (kWp). Si se desconoce la potencia pico declarada de los módulos pero se conoce el área total

de todos los módulos y su eficiencia de conversión (en porcentaje), es posible calcular la potencia pico como:

$$potencia = \text{área} * eficiencia / 100$$

Por último, las pérdidas estimadas del sistema son todas aquellas pérdidas dentro del mismo que hacen que la potencia realmente entregada a la red eléctrica sea inferior a la potencia producida por los módulos fotovoltaicos. Existen varias causas como pérdidas en el cableado, en los inversores, suciedad (en ocasiones nieve) sobre los módulos, etc. A lo largo de los años el rendimiento de los módulos también tiende a disminuir, por lo que la potencia media entregada anualmente durante la vida útil del sistema será inferior a la potencia entregada durante los primeros años.

Se asumen unas pérdidas generales, por defecto, del 14%. Si el usuario dispone de otro dato (quizás debido al uso de un inversor con un rendimiento muy alto) este valor podría reducirse ligeramente.

A continuación, se muestra el procedimiento de obtención de los datos horarios de radiación a partir de la herramienta:

**Cursor:**  
 Seleccionado 37.394, -5.985  
 Elevación 13 (m):

**Utilizar las sombras del terreno:**  
☒ Horizonte calculado  
☐ Cargar archivo de horizonte

[csv](#)   [json](#)   
 Seleccionar archivo Ningún archivo se

**CONECTADO A RED**  
**FV CON SEGUIMIENTO**  
**FV AUTÓNOMO**  
**DATOS MENSUALES**  
**DATOS DIARIOS**  
**DATOS HORARIOS**  
**TMY**

**DATOS HORARIOS DE RADIACIÓN**

Base de datos de radiación solar\* PVGIS-SARAH

Año inicial:\* 2016 Año final:\* 2016

Tipo de montaje:\*  
☒ Fijo ☐ Eje vertical ☐ Eje inclinado ☐ Dos ejes

Inclinación [°] (0-90) ☐ Optimizar inclinación

Azimut [°] (-180-180) ☒ Optimize slope and azimuth

☒ **Potencia FV**

Tecnología FV\* Silicio cristalino

Potencia FV pico instalada [kWp]\* 1

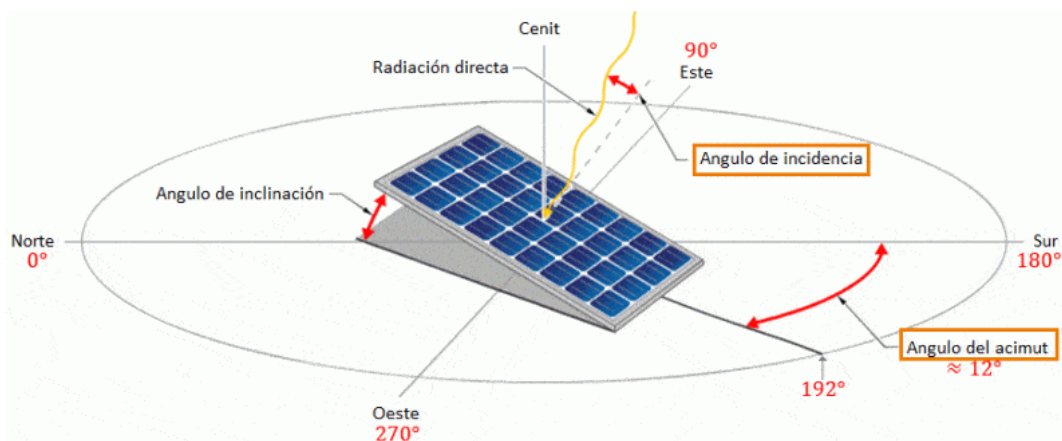
Pérdidas sistema [%]\* 14

☐ **Componentes de la radiación**

[csv](#)   [json](#)

**Figura 3-1. Herramienta PVGIS (2)**

Para la resolución de este proyecto, se ha optado por una configuración de montaje de tipo fijo, es decir, sin seguimiento. Una gran ventaja de esta herramienta es que permite optimizar la inclinación y el azimut. Sin embargo, el año más actual disponible es 2016. Por tanto, para el estudio realizado, se han considerado los mismos datos horarios para el año 2019.



**Figura 3-2. Inclinación y azimut**

Como se puede observar en la imagen obtenida de la fuente Sun Field Europe, la inclinación se corresponde con el ángulo de elevación del panel fotovoltaico respecto a la horizontal.

El azimut, sin embargo, se define como el ángulo que forma con el sur (en hemisferio norte) o con el norte (en hemisferio sur), la proyección sobre el plano horizontal de la línea recta que une la posición del Sol con el punto de observación, medido en sentido horario en el hemisferio norte y en sentido contrario en el sur, utilizando las proyecciones sobre el plano horizontal del punto de observación, y su valor es negativo durante la mañana (dirección este),  $0^\circ$  ó  $180^\circ$  al mediodía (dependiendo de los valores relativos de la declinación solar y la latitud local), y positivo después del mediodía (dirección oeste).

En cuanto al panel fotovoltaico, se ha decidido utilizar silicio cristalino, ya que este tipo de placas garantizan una producción del 80% en 25 años de vida útil, y, por tanto, el impacto sobre la rentabilidad será mayor que en el resto de paneles. Además, los paneles de silicio cristalino son los más eficientes actualmente, más concretamente los de monosilicio cristalino, puesto que la estructura interna de las células es más uniforme y, por consiguiente, presenta menos resistencia al desplazamiento electrónico. [1]

Finalmente, se genera el siguiente fichero con los datos horarios en formato csv que podrá utilizarse como Excel:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	Latitude (decimal degrees):	37.391							P:	PV system power (W)				
2	Longitude (decimal degrees):	-5.979							G(i):	Global irradiance on the inclined plane (plane of the array) (W/m2)				
3	Elevation (m):	11							H_sun:	Sun height (degree)				
4	Radiation database:	PVGIS-SARAH							T2m:	2-m air temperature (degree Celsius)				
5									WS10m:	10-m total wind speed (m/s)				
6									Int:	1 means solar radiation values are reconstructed				
7	Slope:	33 deg. (optimum)												
8	Azimuth:	-1 deg. (optimum)												
9	Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp):	1.0												
10	System losses (%):	14.0							PVGIS (c)	Eur 2001-2020				
11	time	P	G(i)	H_sun	T2m	WS10m	Int							
12	20160101:0009	0	0	0	12.92	0.9	0							
13	20160101:0109	0	0	0	12.74	1.08	0							
14	20160101:0209	0	0	0	12.57	1.26	0							
15	20160101:0309	0	0	0	12.39	1.43	0							
16	20160101:0409	0	0	0	12.47	1.56	0							
17	20160101:0509	0	0	0	12.55	1.68	0							
18	20160101:0609	0	0	0	12.63	1.81	0							
19	20160101:0709	0	0	0	13.21	2.27	0							
20	20160101:0809	0	0	0	13.79	2.73	0							
21	20160101:0909	54.5	80.15	13.84	14.37	3.19	0							

**Figura 3-3. Datos de producción fotovoltaica**

Ejemplo de obtención de datos horarios para 1 kWp en Sevilla: La inclinación óptima será de  $33^\circ$  y el azimut  $-1^\circ$ , lo cual quiere decir que el panel se situará prácticamente en orientación sur. Además de potencia fotovoltaica, PVGIS proporciona también información sobre la velocidad del viento y la temperatura del aire.



## 4 KIT DE AUTOCONSUMO

Para seleccionar el kit de autoconsumo que mejor se adapta a las exigencias del proyecto, se deben buscar kits que no traigan incorporado inyección cero, ya que estos sistemas son dispositivos que miden en tiempo real la producción solar y el consumo eléctrico real de una instalación, de forma que en el momento en que la producción solar supera al consumo, se disminuye de manera automática la producción solar para evitar la generación de kWh excedentarios que serían enviados a la red eléctrica.

La mayoría de sistemas de inyección cero lo que hacen es actuar sobre el inversor, de manera que se modifica el punto de trabajo de este, con el objetivo de reducir la producción solar a la salida del inversor. Por tanto, como se quiere exportar la energía excedentaria a la red, interesa que el kit de autoconsumo no trabaje con inyección cero.

Con este tipo de instalación si se genera más energía de la que se consume, los excedentes energéticos se vierten a la red eléctrica obteniendo una compensación en el coste a final de mes, disminuyendo así el importe en el término de la energía consumida. Además, se le puede incorporar baterías para el almacenaje de energía y posterior uso en horas sin producción fotovoltaica.

Actualmente, existe un número reducido de compañías que comercialicen este tipo de kits. El más económico e interesante para el proyecto pertenece al grupo Damia Solar. [13]

A continuación, se muestran los kits seleccionados para las distintas potencias fotovoltaicas, con sus respectivos precios:

### Kit autoconsumo solar 1kW monofásico con excedentes



El kit de autoconsumo solar de 1kW con excedentes es el kit de menor potencia dentro de la categoría de kits de autoconsumo instantáneo. Con este kit podrás hacer uso de hasta 1000w procedentes de la energía solar generada por tus paneles solares y en el caso de que no se gaste toda, devolver a la red eléctrica la restante. Es la manera más sostenible de usar energía, ya que se usa lo que se necesita y el resto se reutiliza, y siempre tendrás la energía que solicites ya que continuas conectado a la red eléctrica. El kit está compuesto por tres paneles solares de la marca española Ecosolar de 340w 24V de alto rendimiento, un inversor de red marca Goodwe, todo un referente en autoconsumo solar, estructura coplanar para colocar los paneles en una superficie inclinada así como todos los accesorios necesarios para completar tu instalación. ¡Siempre con la preinstalación Monta Fácil incluida y nuestro asesoramiento técnico para cualquier duda o consulta!

Envío gratuito  
**1025.00 €**  
IVA incluido

**Monta Fácil**  
Incluye preinstalación gratis!



Figura 4-1. Kit de autoconsumo de 1 kWp

Esta imagen muestra el kit de 1 kWp, sin inyección cero, para poder vender la energía excedentaria. Su precio final es de 1025 €.

Por último, se recoge en la siguiente tabla los kits seleccionados del grupo Damia Solar para la

realización del proyecto, con sus respectivos precios:

POTENCIA FOTOVOLTAICA (kWp)	PRECIO (€)
1	1025
2	1865
3	2510
4	3775
5	4645

**Tabla 4-1. Precios kits de autoconsumo**

Estos valores representarán la inversión inicial para el cálculo de los indicadores de rentabilidad del proyecto.



# 5 METODOLOGÍA

Para la resolución de este proyecto, se han utilizado como herramientas el Microsoft Excel y el PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

Una vez obtenidos los datos, el siguiente paso es obtener los costes anuales de electricidad, el ahorro anual que supone convertirse en autoconsumidor, y, por último, analizar la rentabilidad para tres escenarios distintos:

- ✓ Tarifa PVPC con un período (2.0 A).
- ✓ Tarifa PVPC con dos períodos (2.0 DHA).
- ✓ Cambio de un período a dos y además ser autoconsumidor.

Cabe destacar que la metodología de resolución es válida para los tres escenarios, siendo el factor clave el precio voluntario al pequeño consumidor (PVPC), que diferirá en cada escenario.

Este procedimiento se realizará para distintas potencias fotovoltaicas, desde 1 hasta 5 kWp y se hará un estudio comparativo para las tres ciudades (Sevilla, Madrid y Santander).

A continuación, se detalla el proceso de resolución:

## 5.1 Costes

En primer lugar, se calculará el coste anual de la electricidad previo a incorporar la instalación fotovoltaica, es decir, sin autoconsumo. Para ello, basta conocer el perfil final de consumo del pequeño consumidor (sin autoconsumo) y el precio voluntario al pequeño consumidor (PVPC). El producto de ambos proporciona el coste anual sin autoconsumo:

$$\text{Coste sin autoconsumo} = \text{Perfil final sin autoconsumo} * \text{PVPC}$$

A continuación, se procede a obtener el coste anual una vez llevada a cabo la instalación y, por tanto, siendo autoconsumidor. El primer paso es obtener el nuevo perfil final de consumo, y para ello, se tendrá en cuenta la producción fotovoltaica. Entonces, el perfil final de consumo se obtendrá a partir de la diferencia entre el perfil final sin autoconsumo y la producción fotovoltaica:

$$\text{Perfil final autoconsumo} = \text{Perfil final sin autoconsumo} - P_{\text{fotovoltaica}}$$

El siguiente paso es conocer el precio de la energía excedentaria del autoconsumo, para poder verter la energía sobrante a la red eléctrica.

Finalmente, se obtiene el coste de autoconsumo anual a partir del perfil final autoconsumo, es decir: si este perfil es positivo, quiere decir que habrá que pagar por ese consumo. Por el contrario, si es negativo, quiere decir que se tiene energía excedentaria, por lo que dicha energía se venderá a partir del precio de venta de energía excedentaria de autoconsumo.

$$\text{Si Perfil final autoconsumo} > 0 \Rightarrow \text{PVPC}$$

$$\text{Si Perfil final autoconsumo} < 0 \Rightarrow P_{\text{energía excedentaria}}$$

Por consiguiente, el coste anual teniendo en cuenta el autoconsumo será:

$$\text{Coste con autoconsumo} = \text{Perfil final autoconsumo} * \text{PVPC} \text{ ó } P_{\text{energía excedentaria}}$$

## 5.2 Ahorro anual

Una vez obtenidos los costes, el cálculo del ahorro anual que supone instalar paneles fotovoltaicos es trivial. Para ello, basta con calcular la diferencia entre los costes de autoconsumo y sin autoconsumo:

$$\text{Ahorro anual} = \text{Coste sin autoconsumo} - \text{Coste con autoconsumo}$$

## 5.3 Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) es uno de los términos financieros más conocidos y empleados, ya que ayuda a conocer la rentabilidad de un proyecto. Este indicador consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión (flujos de caja) para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. Es decir, busca hacer más preciso el cálculo del tiempo en que un negocio tardará en recuperar su inversión inicial. [14]

Puesto que todos los flujos de caja tienen el mismo valor, el VAN se calcula de la siguiente manera: [14]

$$VAN = -I_0 + A * \frac{(1 + d_{eq})^N - 1}{d_{eq} * (1 + d_{eq})^N}$$

Donde:

- $I_0$  representa la inversión inicial.
- $A$  representa los flujos de caja, que aplicado al caso del proyecto resulta ser el ahorro anual.
- $N$  representa el número de años de vida útil de la instalación, que para este proyecto se ha considerado un total de 25 años.
- $d_{eq}$  representa la tasa de descuento equivalente, y se obtiene de la siguiente forma: [14]

$$d_{eq} = \frac{i - \Delta c_e}{1 + \Delta c_e}$$

Donde:

- $i$  representa el interés.
- $\Delta c_e$  representa el incremento anual del coste de la energía.

Para la resolución de este proyecto, se ha considerado un interés del 5% y un incremento anual del coste de la energía de un 2%.

La tasa de descuento obtenida resulta ser aproximadamente de un 3%.

A continuación, se muestra la interpretación de los resultados del VAN:

- Si el  $VAN < 0$ : El proyecto no es rentable, ya que la inversión que se ha realizado en él es mayor que los ingresos que se obtendrían.
- Si el  $VAN = 0$ : El proyecto se considera rentable, ya que el VAN es igual a la inversión realizada.
- Si el  $VAN > 0$ : El proyecto es rentable y, además, generará beneficios.

Por consiguiente, a mayor VAN, se obtienen mayores beneficios.

## 5.4 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La siguiente fórmula financiera empleada es la Tasa Interna de Retorno (TIR). La TIR es la tasa máxima de descuento que se va a emplear para igualar el VAN a la inversión, es decir, el tipo de interés en el que el VAN se hace cero. Representa el porcentaje de beneficio o pérdida de la rentabilidad de una inversión. [14]

La TIR se calcula a partir del VAN:

$$VAN = 0 = -I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{A}{(1 + TIR)^n}$$

Donde:

- $I_0$  representa la inversión inicial.
- $A$  representa los flujos de caja, que aplicado al caso del proyecto resulta ser el ahorro anual.
- $N$  representa el número de años de vida útil de la instalación, que para este proyecto se ha considerado un total de 25 años.

Siendo  $d_{eq}$  la tasa de descuento para el cálculo del VAN, los criterios de selección serán los siguientes:

- Si la  $TIR > d_{eq}$ : se lleva a cabo la inversión, ya que la tasa interna de retorno que se obtendrá será superior a la tasa mínima de rentabilidad que exige la inversión.
- Si la  $TIR = d_{eq}$ : se presentaría una situación similar a la que se produce cuando el VAN es igual a cero. Aquí se podría llevar a cabo la inversión.
- Si la  $TIR < d_{eq}$ : se debe rechazar el proyecto, ya que no se está alcanzando la rentabilidad mínima que requiere la inversión.

Por consiguiente, a mayor TIR, se obtienen mayores beneficios.

## 5.5 Payback (PB)

El payback (PB) o plazo de recuperación es un criterio para evaluar inversiones que se define como el período de tiempo requerido para recuperar la inversión inicial (normalmente años). [14]

Puesto que en este proyecto todos los flujos de caja son iguales, el PB se calcula de la siguiente manera:

$$PB = \frac{I_0}{A}$$

Donde:

- $I_0$  representa la inversión inicial.
- $A$  representa los flujos de caja, que aplicado al caso del proyecto resulta ser el ahorro anual.



## 6 RESULTADOS

---

En este apartado, se analizará la rentabilidad de la instalación para los 3 escenarios descritos en la metodología atendiendo a distintas potencias fotovoltaicas: desde 1 kWp hasta 5 kWp. Este proceso será análogo para los 3 emplazamientos: Sevilla, Madrid y Santander.

Se han agrupado los datos horarios obtenidos en datos mensuales, para así poder analizarlos con mayor claridad.

En este trabajo se manejan dos escenarios. Por lado, un escenario favorable donde para las potencias grandes se permitiría tener ingresos mensuales. Este escenario sería de utilidad para plantear mejoras de política energética. Por otro lado, el contemplado de la normativa actual que no permite ingresos netos mensuales, es decir, el autoprodutor no puede tener ingresos en un mes.

### 6.1 Sevilla

En este apartado se muestran los resultados para la instalación fotovoltaica en Sevilla, correspondiente al año 2019.

#### 6.1.1 VAN, TIR y PB

En primer lugar, se muestra una tabla con los resultados obtenidos para los diferentes indicadores de rentabilidad:

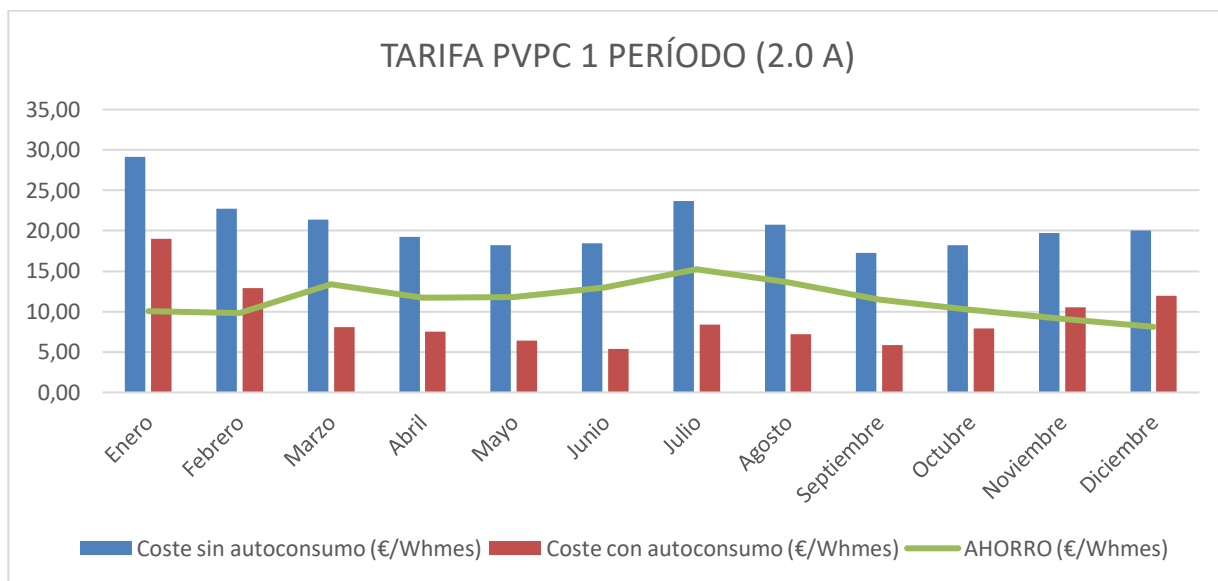
SEVILLA	2.0 A	2.0 DHA	Cambio de 2.0 A a 2.0 DHA
1 kWp			
VAN (€)	1385.54	1236.84	1787.52
TIR (%)	12.75	11.82	15.2
PB (años)	7.45	7.94	6.39
2 kWp			
VAN (€)	2053.36	1886.43	2437.12
TIR (%)	11.12	10.53	12.46
PB (años)	8.34	8.71	7.60
3 kWp			
VAN (€)	2845.96	2673.83	3224.52
TIR (%)	11.34	10.9	12.32
PB (años)	8.21	8.49	7.67
4 kWp			
VAN (€)	3003.65	2829.08	3379.78
TIR (%)	9	8.76	9.75
PB (años)	9.76	10.02	9.25
5 kWp			
VAN (€)	3549.83	3373.58	3924.28
TIR (%)	8.86	8.6	9.41
PB (años)	9.94	10.15	9.50

**Tabla 6-1. VAN, TIR y Payback**

### 6.1.2 Costes y ahorro

A continuación, se detallan los costes y el ahorro obtenidos mes a mes, en forma de gráfica, y anuales, en forma de tabla, para los tres escenarios distintos y para cada potencia fotovoltaica:

#### 6.1.2.1 1 kWp



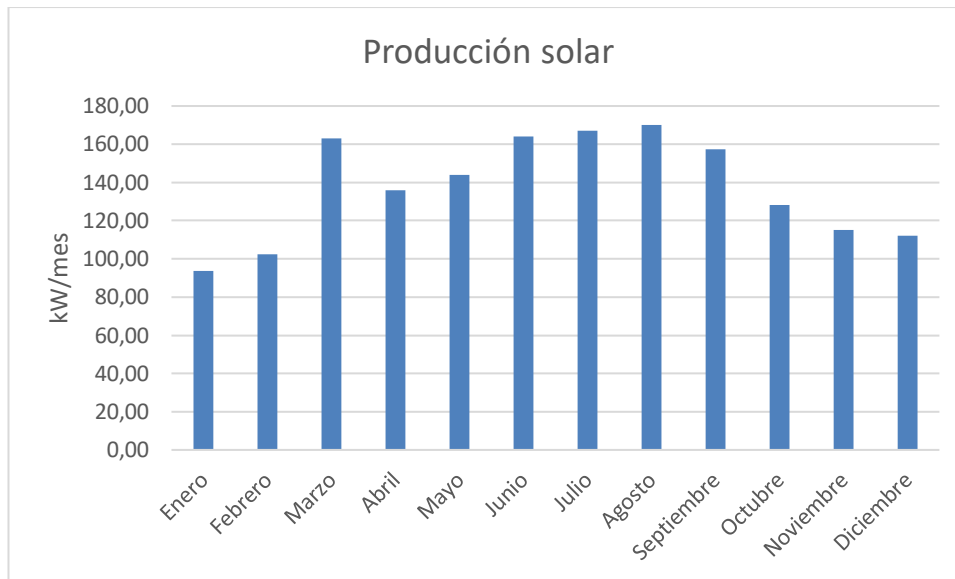
**Figura 6-1. Coste y ahorro mensual 2.0 A**

SEVILLA	TARIFA PVPC 1 PERÍODO (2.0 A)	
1 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	111.26
Ahorro (€/Whaño)	137.53	

**Tabla 6-2. Coste y ahorro anual 2.0 A**

Haciendo alusión a la figura 6-1, es llamativo que los ahorros máximos se producen en el mes de julio y en el mes de marzo. Marzo es un mes que no tiene una producción elevada en comparación con otros meses de verano. Se puede observar que este fenómeno se repite en los tres escenarios.

Para poder comprender y comprobar este hecho, se muestra a continuación una gráfica con la evolución de la producción solar por meses para el caso de Sevilla:

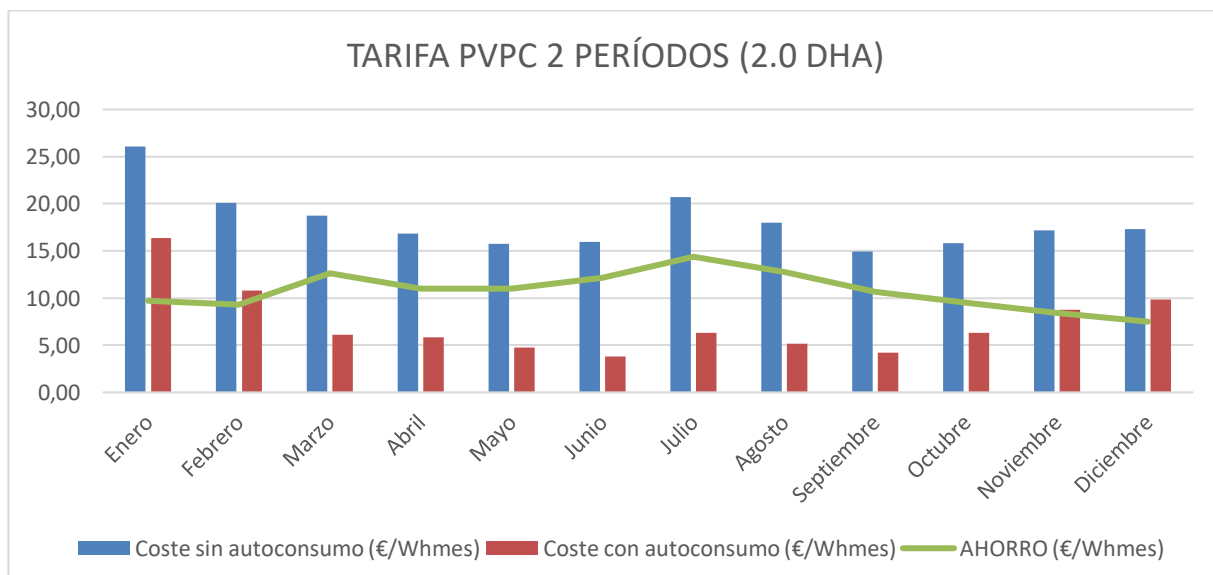


**Figura 6-2. Producción solar mensual para 1 kWp en Sevilla**

Como se puede apreciar, marzo experimenta un pico que resulta bastante llamativo. A priori puede parecer incongruente, ya que se obtiene prácticamente la misma producción solar que para los meses de verano.

Sin embargo, según la agencia estadounidense NOAA (Administración Nacional Oceánica y Atmosférica), el mes de marzo del año 2016 no sólo fue el mes de marzo más caluroso jamás registrado en el planeta desde que hay datos, que comienzan en 1880, sino también el de mayor incremento de temperaturas de los últimos 1635 meses, con 1,22°C por encima de la media del siglo XX. [14]

Marzo batió el récord histórico de temperatura tanto en la superficie terrestre (2,33°C más que la media del siglo XX) como en la oceánica (0,81°C más que el promedio del siglo pasado).

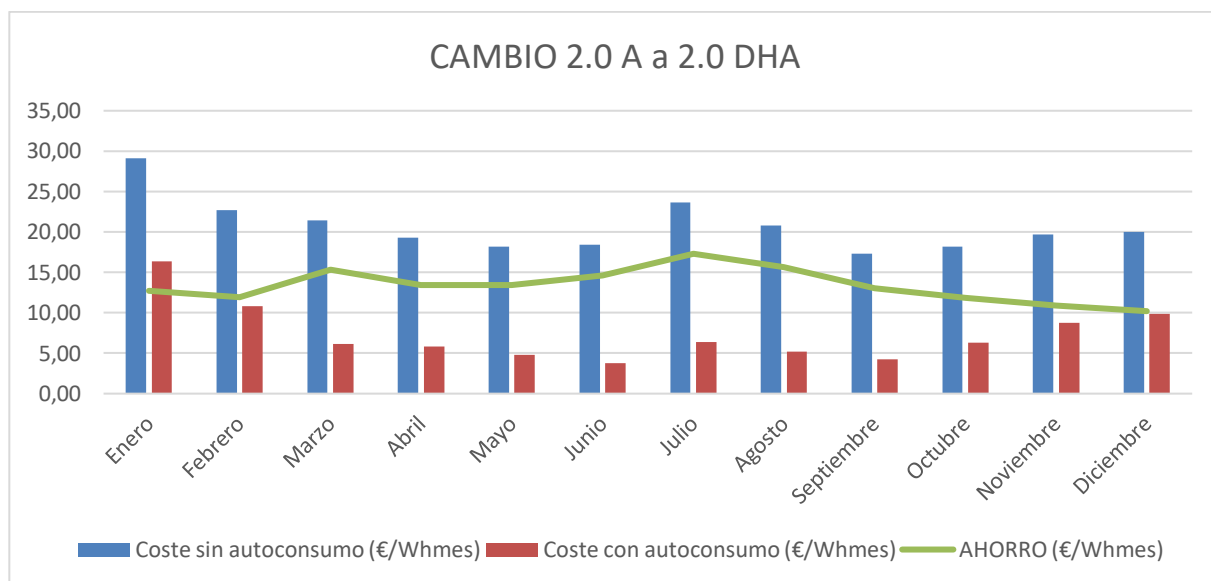


**Figura 6-3. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA**



SEVILLA	TARIFA PVPC 2 PERÍODOS (2.0 DHA)	
1 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	217.37	88.33
Ahorro (€/Whaño)	129.04	

**Tabla 6-3. Coste y ahorro anual 2.0 DHA**



**Figura 6-4. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

SEVILLA	CAMBIO DE 2.0 A a 2.0 DHA	
1 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	88.33
Ahorro (€/Whaño)	160.46	

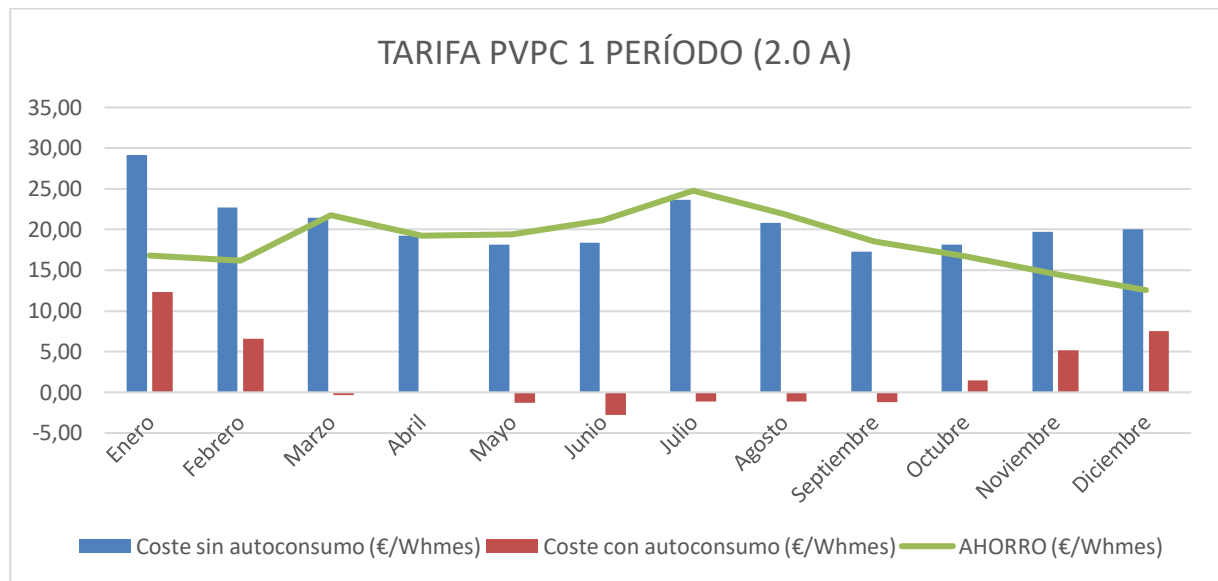
**Tabla 6-4. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

Se puede observar cómo el ahorro anual para el último escenario es considerablemente mayor que en los dos anteriores, destacando de nuevo los máximos ahorros en los meses de julio y marzo.

Cabe añadir que, si no se hubiese producido ese récord histórico del mes de marzo, los resultados serían más razonables, ya que los máximos ahorros se producirían en el mes de verano, como es de esperar. Además, el ahorro anual sería relativamente inferior para los tres escenarios analizados, ya que en el mes de marzo no se produciría un ahorro tan significativo.

Por último, otro aspecto importante a resaltar es que, a pesar de ser agosto el mes con mayor producción solar (véase Figura 6-2), el máximo ahorro se produce en el mes de julio. Esto se debe, principalmente, a que julio es el mes donde el coste sin ser autoproduccion es notablemente superior al resto de meses de verano, y, por tanto, el ahorro será mayor.

### 6.1.2.2 2 kWp

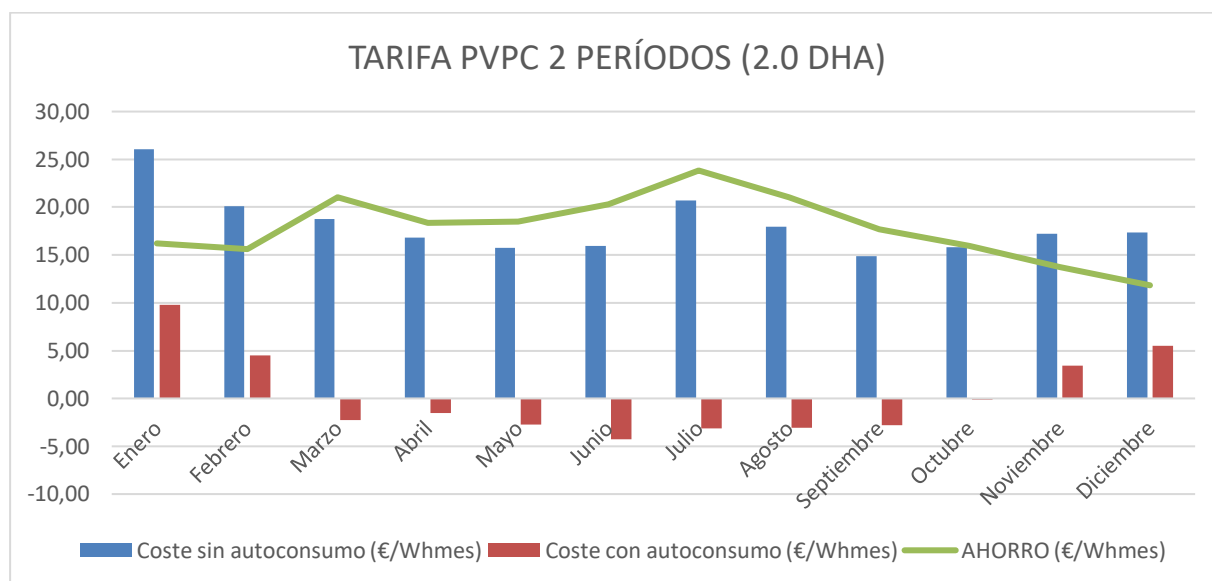


**Figura 6-5. Coste y ahorro mensual 2.0 A**

SEVILLA	TARIFA PVPC 1 PERÍODO (2.0 A)	
2 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	25.24
Ahorro (€/Whaño)	223.55	

**Tabla 6-5. Coste y ahorro anual 2.0 A**

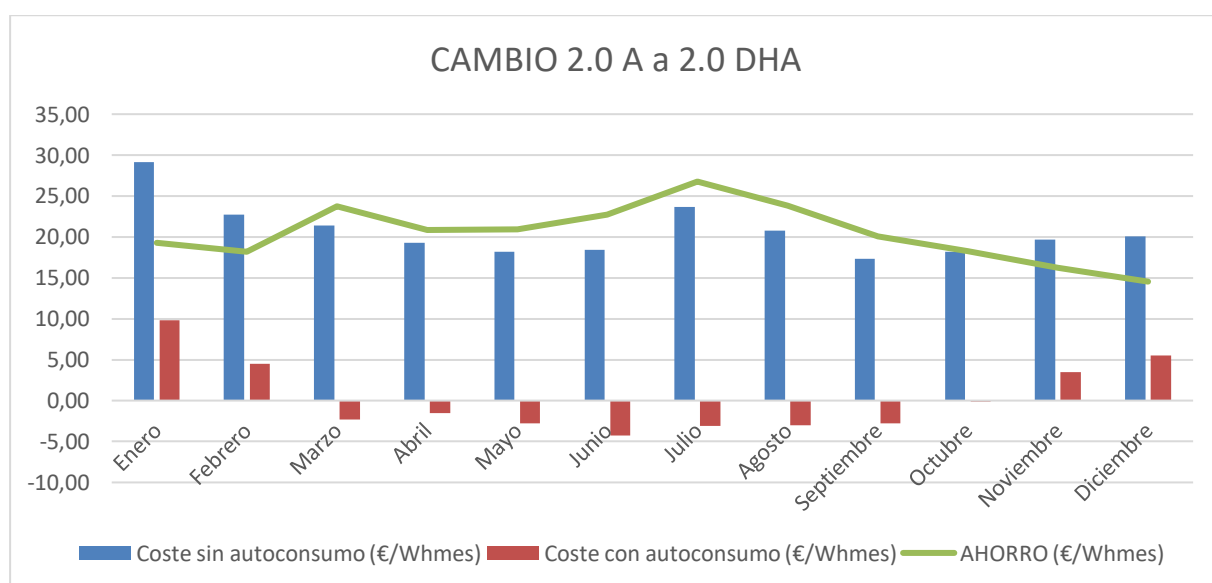
Se puede observar que, el mínimo coste siendo autoproducer se da en el mes de junio (véase figura 6-5), a pesar de que el ahorro máximo se dé en el mes de julio.



**Figura 6-6. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA**

SEVILLA	TARIFA PVPC 2 PERÍODOS (2.0 DHA)	
2 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	217.37	3.34
Ahorro (€/Whaño)	214.03	

**Tabla 6-6. Coste y ahorro anual 2.0 DHA**



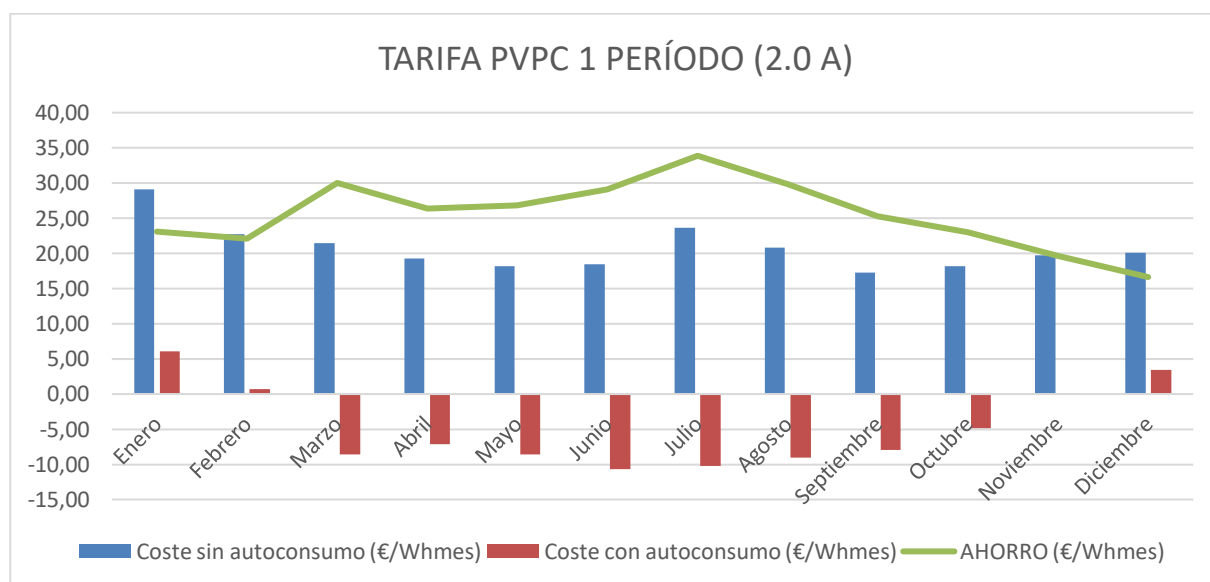
**Figura 6-7. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

SEVILLA	CAMBIO DE 2.0 A a 2.0 DHA	
2 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	3.34
Ahorro (€/Whaño)	245.45	

**Tabla 6-7. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

En este caso, se puede observar que el coste siendo autoprodutor está muy cercano a 0, ya que, desde el mes de marzo hasta octubre, dicho coste es negativo, lo cual quiere decir que se está vendiendo la energía sobrante a la red eléctrica (véase figura 6-7). Por otro lado, este coste será máximo en los meses de invierno, algo que cabe esperar debido a la menor cantidad de horas de Sol al día.

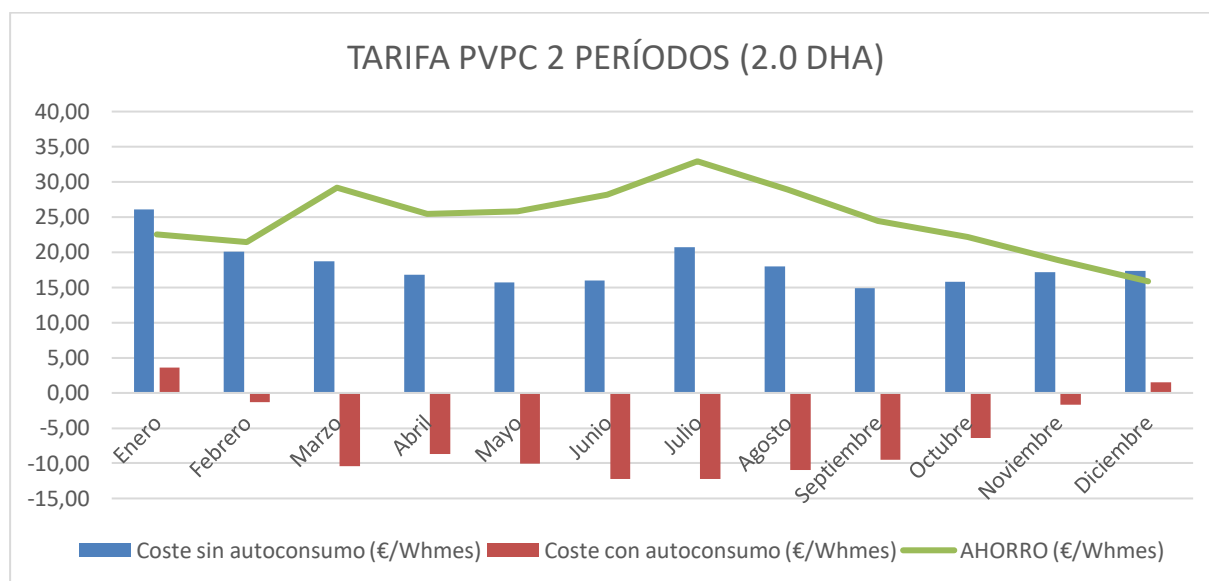
### 6.1.2.3 3 kWp



**Figura 6-8. Coste y ahorro mensual 2.0 A**

SEVILLA	TARIFA PVPC 1 PERÍODO (2.0 A)	
3 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	-56.78
Ahorro (€/Whaño)	305.57	

**Tabla 6-8. Coste y ahorro anual 2.0 A**

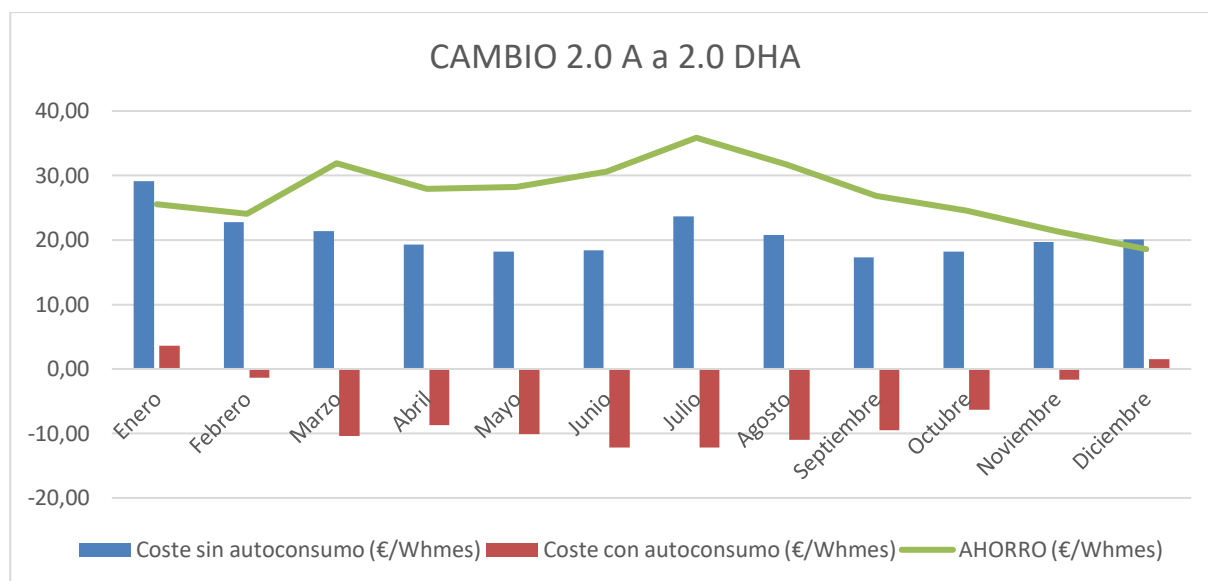


**Figura 6-9. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA**

Para el caso de dos períodos y 3 kWp, se puede comprobar cómo se vende la energía sobrante para todos los meses del año excepto para enero y diciembre. Entonces, al resultar negativo el coste anual siendo autoprodutor, esto se traduce en un superávit a final de año, siendo el ahorro mayor que el coste previo a instalar paneles solares para el autoconsumo.

SEVILLA	TARIFA PVPC 2 PERÍODOS (2.0 DHA)	
	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
3 kWp		
Coste (€/Whaño)	217.37	-78.38
Ahorro (€/Whaño)	295.75	

**Tabla 6-9. Coste y ahorro anual 2.0 DHA**

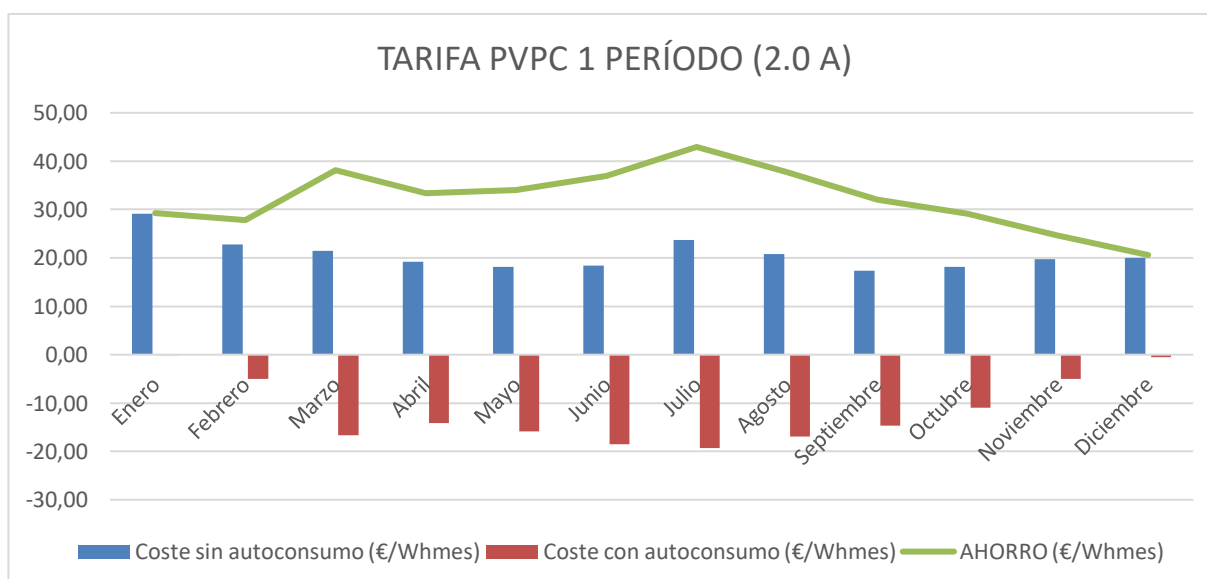


**Figura 6-10. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

SEVILLA	CAMBIO DE 2.0 A a 2.0 DHA	
3 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	-78.38
Ahorro (€/Whaño)	327.17	

**Tabla 6-10. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

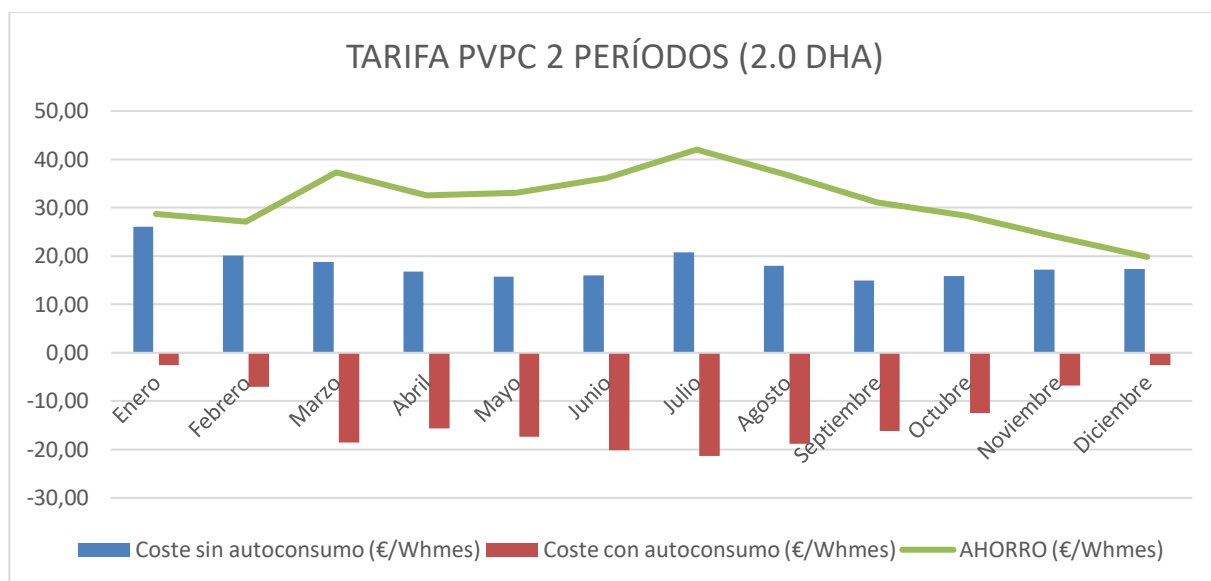
#### 6.1.2.4 4 kWp



**Figura 6-11. Coste y ahorro mensual 2.0 A**

SEVILLA	TARIFA PVPC 1 PERÍODO (2.0 A)	
4 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	-137.95
Ahorro (€/Whaño)	386.74	

**Tabla 6-11. Coste y ahorro anual 2.0 A**

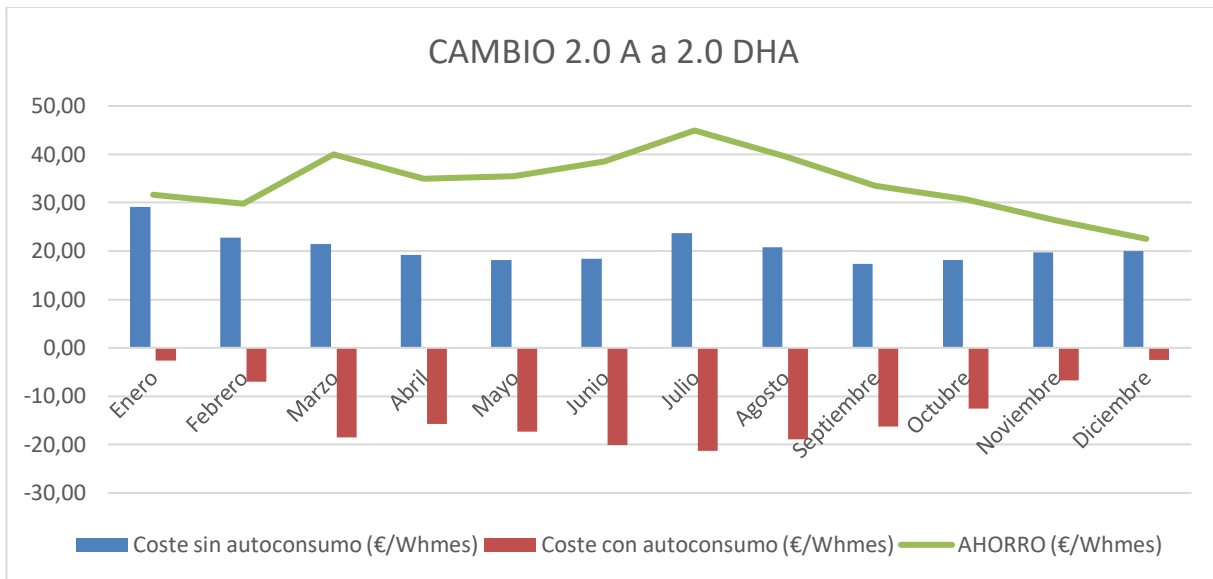


**Figura 6-12. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA**

Para este escenario, se vende la energía excedentaria todos los meses del año, por lo que la instalación siempre provocará un superávit a final de año. Como es lógico, se venderá mayor cantidad de energía durante los meses de verano (a excepción del mes de marzo).

SEVILLA	TARIFA PVPC 2 PERÍODOS (2.0 DHA)	
4 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	217.37	-159.41
Ahorro (€/Whaño)	376.78	

**Tabla 6-12. Coste y ahorro anual 2.0 DHA**

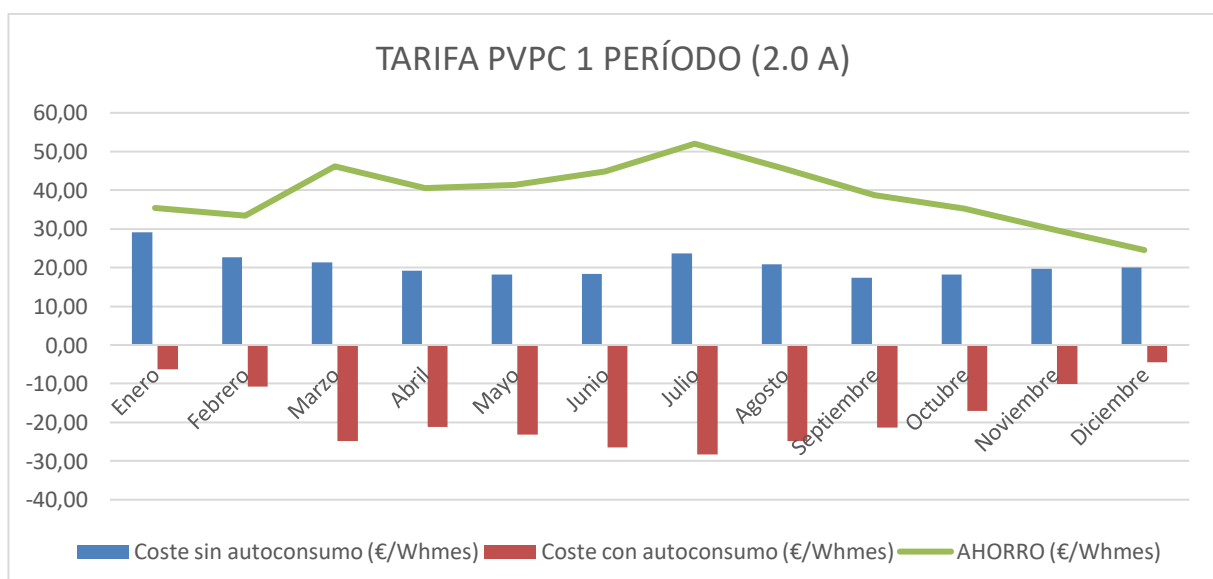


**Figura 6-13. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

SEVILLA	CAMBIO DE 2.0 A a 2.0 DHA	
4 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	-159.41
Ahorro (€/Whaño)	408.20	

**Tabla 6-13. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

#### 6.1.2.5 5 kWp

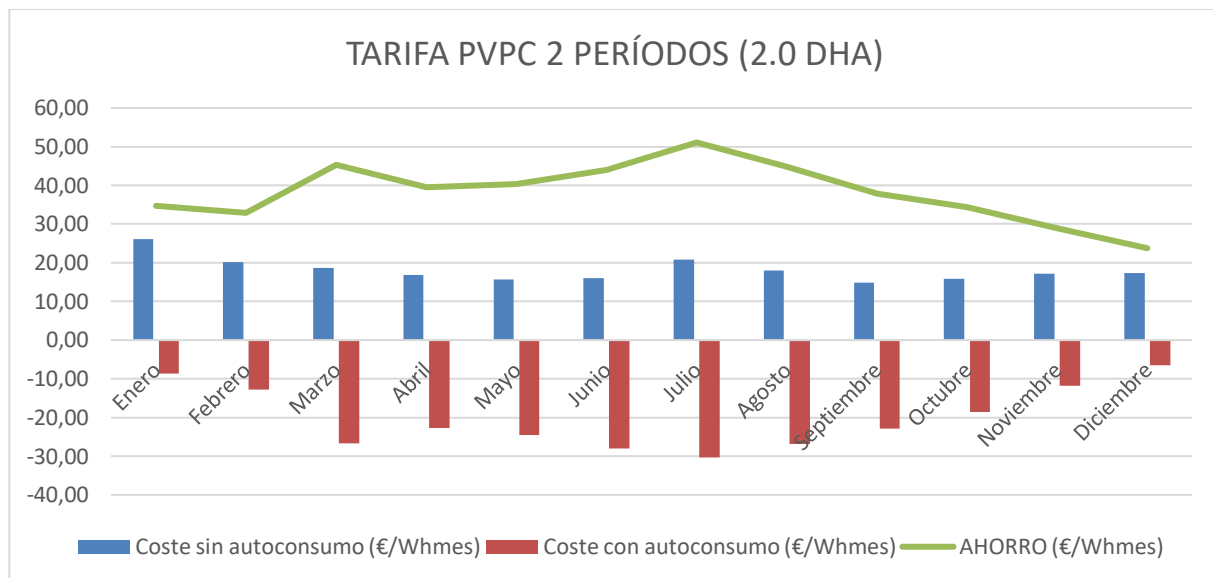


**Figura 6-14. Coste y ahorro mensual 2.0 A**



SEVILLA	TARIFA PVPC 1 PERÍODO (2.0 A)	
5 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	-218.74
Ahorro (€/Whaño)	467.53	

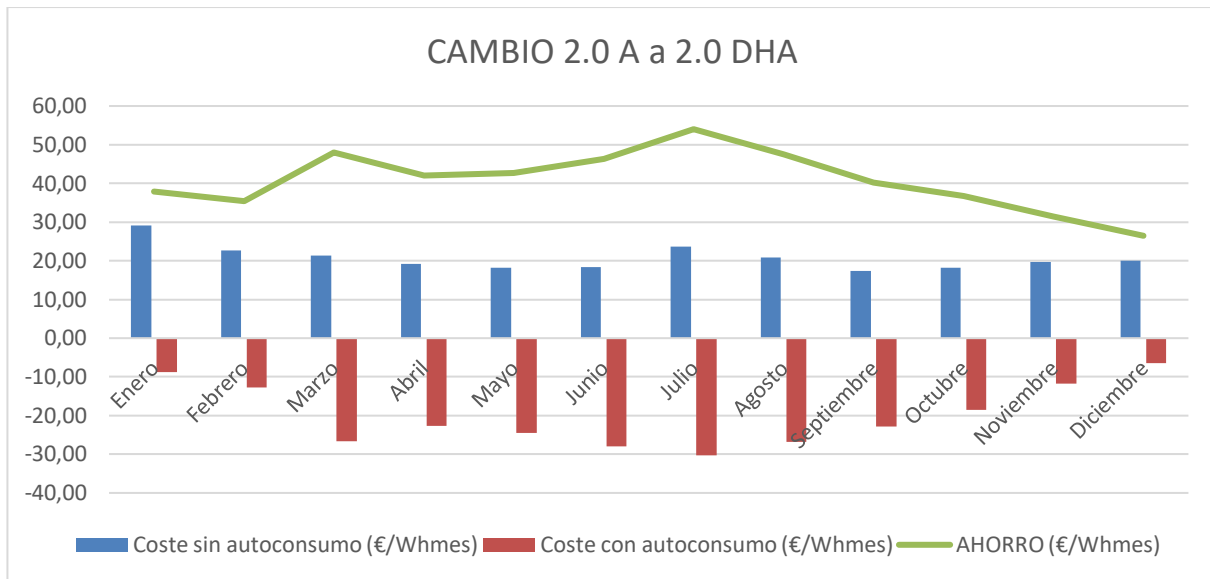
**Tabla 6-14. Coste y ahorro anual 2.0 A**



**Figura 6-15. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA**

SEVILLA	TARIFA PVPC 2 PERÍODOS (2.0 DHA)	
5 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	217.37	-240.11
Ahorro (€/Whaño)	457.48	

**Tabla 6-15. Coste y ahorro anual 2.0 DHA**



**Figura 6-16. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

SEVILLA	CAMBIO DE 2.0 A a 2.0 DHA	
5 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	-240.11
Ahorro (€/Whaño)	488.90	

**Tabla 6-16. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

Por último, se muestra una tabla comparativa con los plazos de recuperación para cada potencia fotovoltaica y escenario analizado:

PAYBACK	2.0 A	2.0 DHA	Cambio de 2.0 A a 2.0 DHA
1 kWp	7.45	7.94	6.39
2 kWp	8.34	8.71	7.60
3 kWp	8.21	8.49	7.67
4 kWp	9.76	10.02	9.25
5 kWp	9.94	10.15	9.50

**Tabla 6-17. Payback instalación fotovoltaica en Sevilla**

Como se puede apreciar, el plazo de recuperación siempre va a ser menor en el tercer escenario, en el cambio de 2.0 A a 2.0 DHA. Además, se observa que existe un salto en el PB a partir de 4 kWp, lo cual será un factor determinante de cara a tomar una decisión en el momento de llevar a cabo la instalación.

## 6.2 Madrid

En este apartado se muestran los resultados para la instalación fotovoltaica en Madrid, correspondiente al año 2019.

### 6.2.1 VAN, TIR y PB

En primer lugar, se muestra una tabla con los resultados obtenidos para los diferentes indicadores de rentabilidad:

MADRID	2.0 A	2.0 DHA	Cambio de 2.0 A a 2.0 DHA
1 kWp			
VAN (€)	1189.84	1038.87	1589.57
TIR (%)	11.52	10.55	14
PB (años)	8.11	8.71	6.87
2 kWp			
VAN (€)	1737.66	1567.66	2118.36
TIR (%)	10	9.39	11.36
PB (años)	9.07	9.52	8.21
3 kWp			
VAN (€)	2402.84	2225.18	2775.87
TIR (%)	10.18	9.7	11.16
PB (años)	8.96	9.29	8.32
4 kWp			
VAN (€)	2429.49	2247.24	2797.94
TIR (%)	8	7.67	8.7
PB (años)	10.66	10.99	10.07
5 kWp			
VAN (€)	2841.46	2656.61	3207.29
TIR (%)	7.78	7.5	8.34
PB (años)	10.88	11.15	10.37

**Tabla 6-18. VAN, TIR y Payback**

6.2.2 Costes y ahorro

A continuación, se detallan los costes y el ahorro obtenidos mes a mes, en forma de gráfica, y anuales, en forma de tabla, para los tres escenarios distintos y para cada potencia fotovoltaica:

6.2.2.1 1 kWp

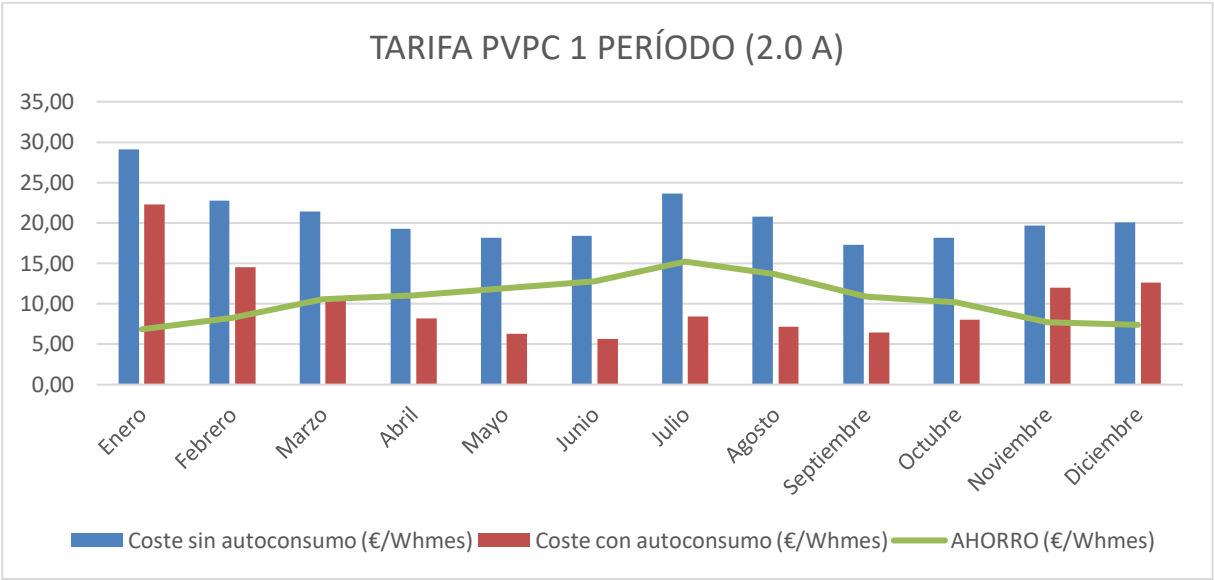
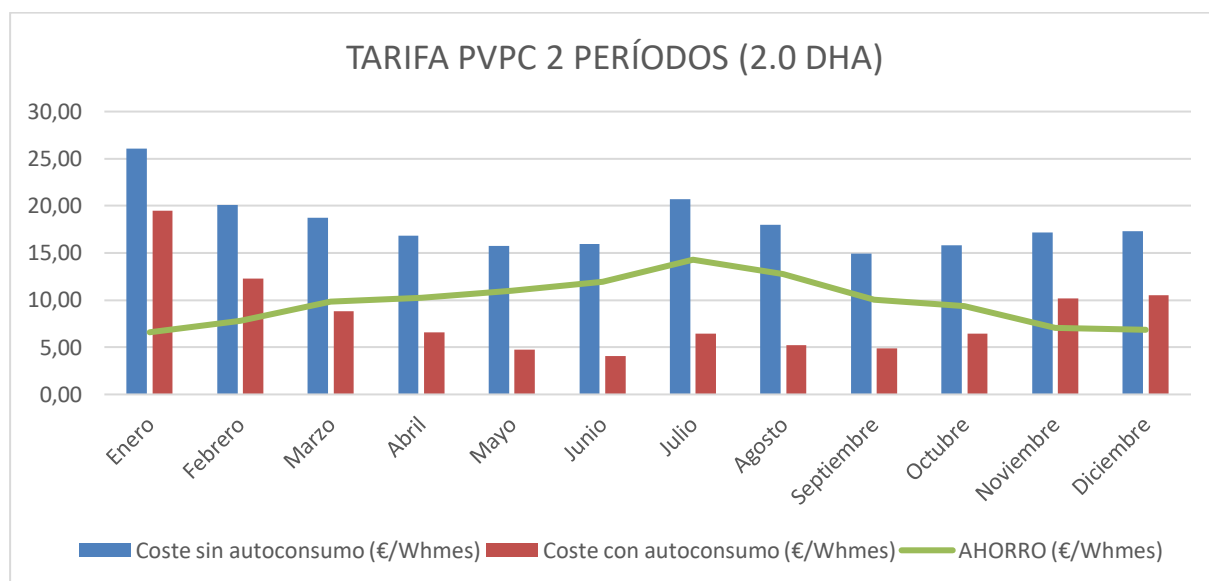


Figura 6-17. Coste y ahorro mensual 2.0 A

MADRID	TARIFA PVPC 1 PERÍODO (2.0 A)	
1 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	122.43
Ahorro (€/Whaño)	126.36	

Tabla 6-19. Coste y ahorro anual 2.0 A

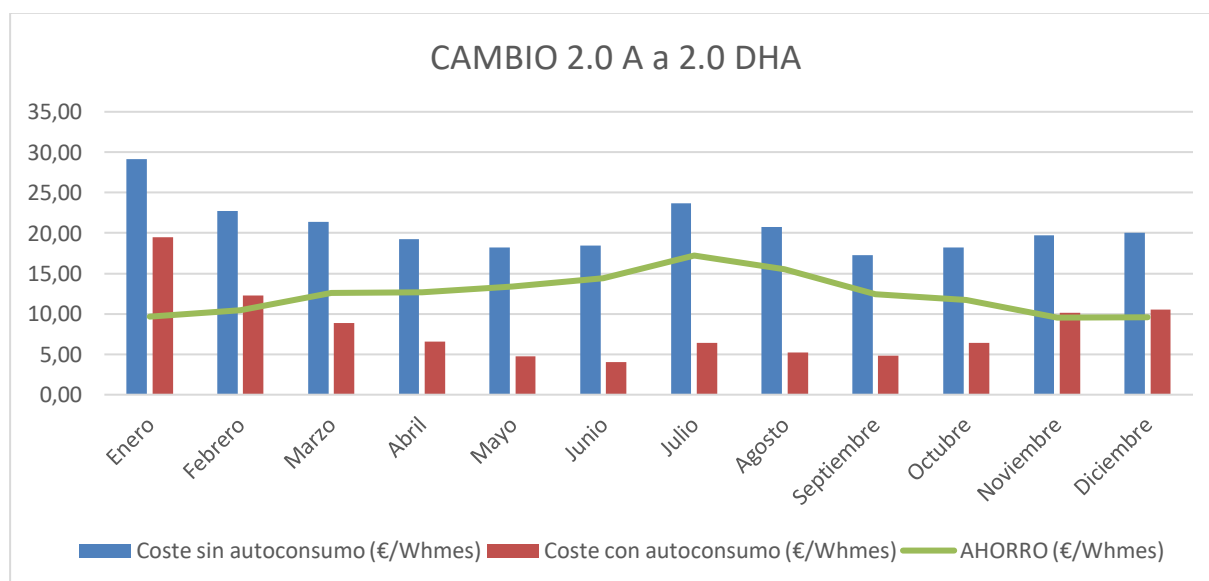
A diferencia de Sevilla, en Madrid se puede observar que el máximo histórico que se produjo en marzo no tuvo tanta repercusión, ya que el ahorro en dicho mes entra dentro de los valores esperados.



**Figura 6-18. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA**

MADRID	TARIFA PVPC 2 PERÍODOS (2.0 DHA)	
	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
1 kWp		
Coste (€/Whaño)	217.37	99.62
Ahorro (€/Whaño)	117.75	

**Tabla 6-20. Coste y ahorro anual 2.0 DHA**

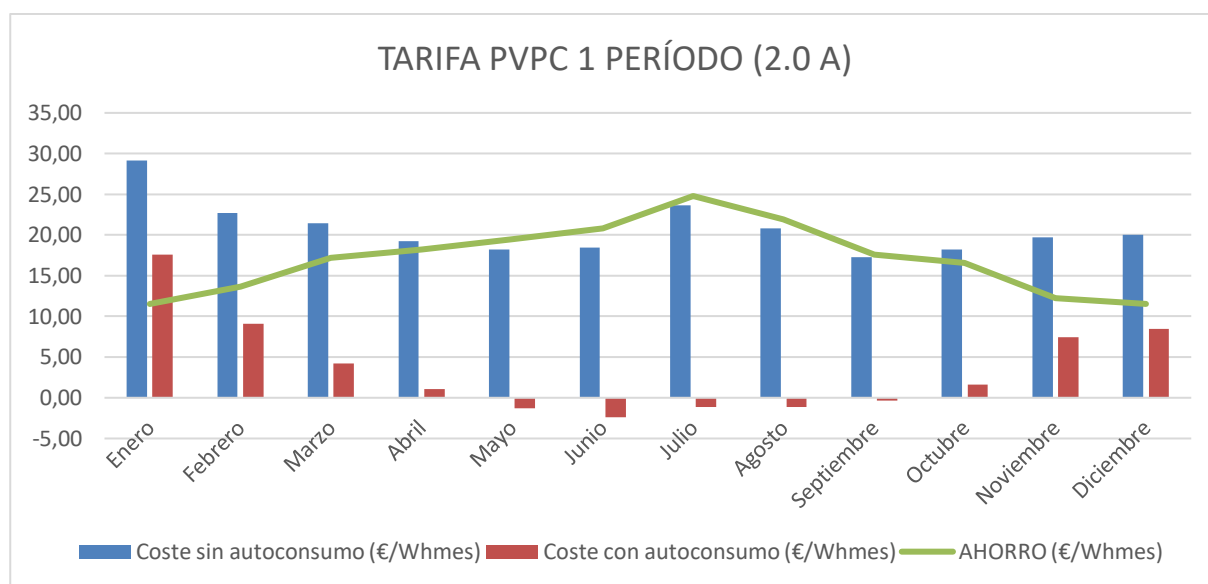


**Figura 6-19. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

<b>MADRID</b>	<b>CAMBIO DE 2.0 A a 2.0 DHA</b>	
1 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	99.62
Ahorro (€/Whaño)	149.17	

**Tabla 6-21. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

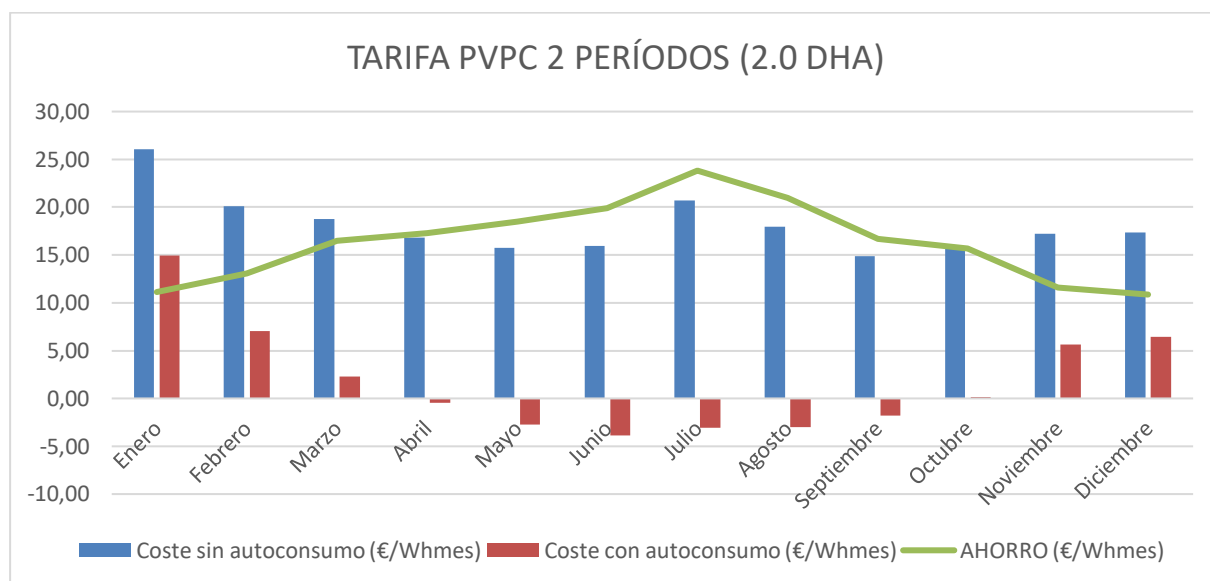
### 6.2.2.2 2 kWp



**Figura 6-20. Coste y ahorro mensual 2.0 A**

<b>MADRID</b>	<b>TARIFA PVPC 1 PERÍODO (2.0 A)</b>	
2 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	43.25
Ahorro (€/Whaño)	205.54	

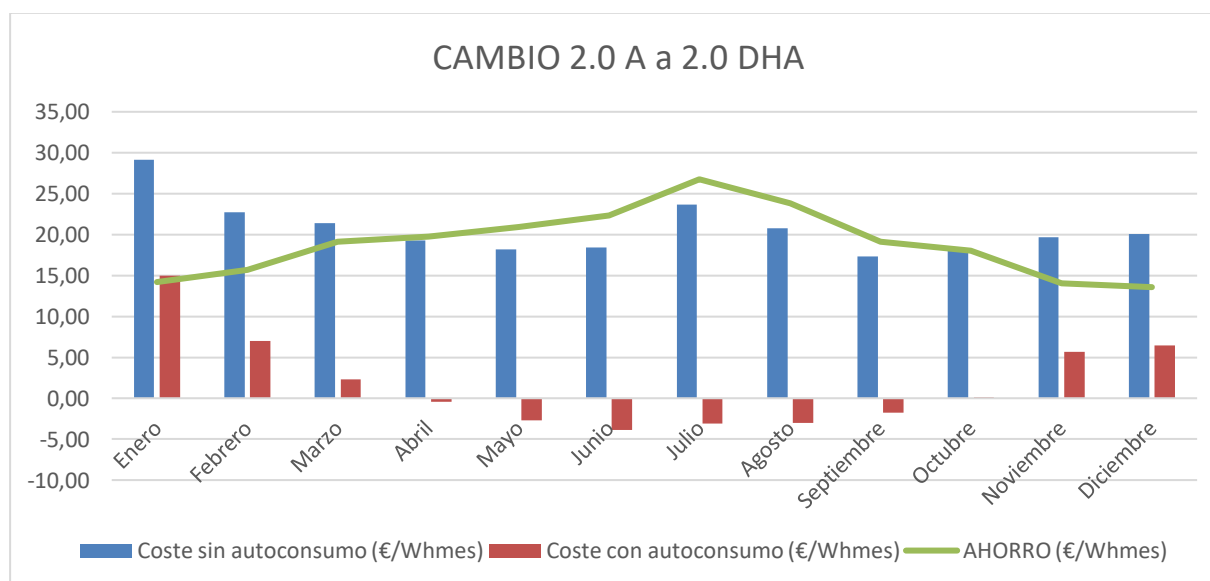
**Tabla 6-22. Coste y ahorro anual 2.0 A**



**Figura 6-21. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA**

MADRID	TARIFA PVPC 2 PERÍODOS (2.0 DHA)	
	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
2 kWp		
Coste (€/Whaño)	217.37	21.53
Ahorro (€/Whaño)	195.84	

**Tabla 6-23. Coste y ahorro anual 2.0 DHA**



**Figura 6-22. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

MADRID	CAMBIO DE 2.0 A a 2.0 DHA	
2 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	21.53
Ahorro (€/Whaño)	227.26	

Tabla 6-24. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA

### 6.2.2.3 3 kWp

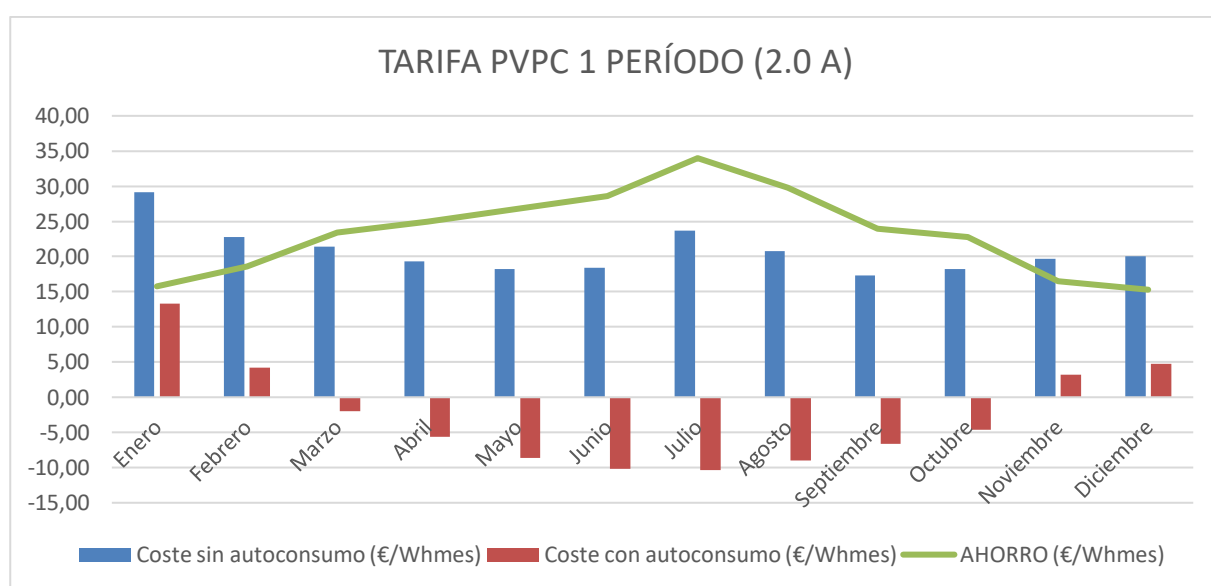
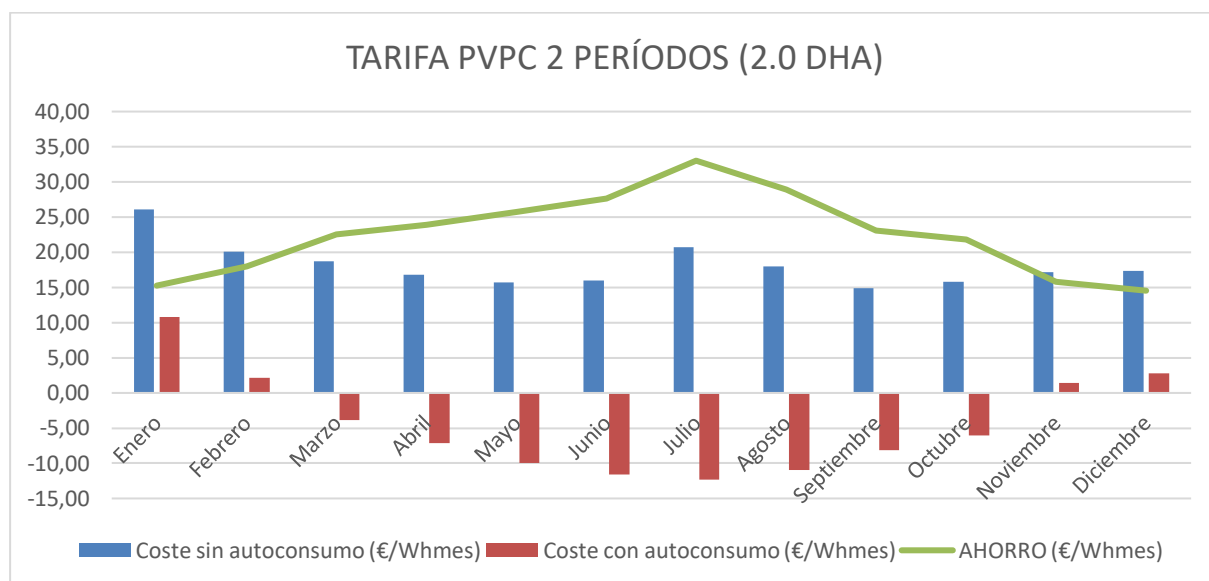


Figura 6-23. Coste y ahorro mensual 2.0 A

MADRID	TARIFA PVPC 1 PERÍODO (2.0 A)	
3 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	-31.5
Ahorro (€/Whaño)	280.29	

Tabla 6-25. Coste y ahorro anual 2.0 A

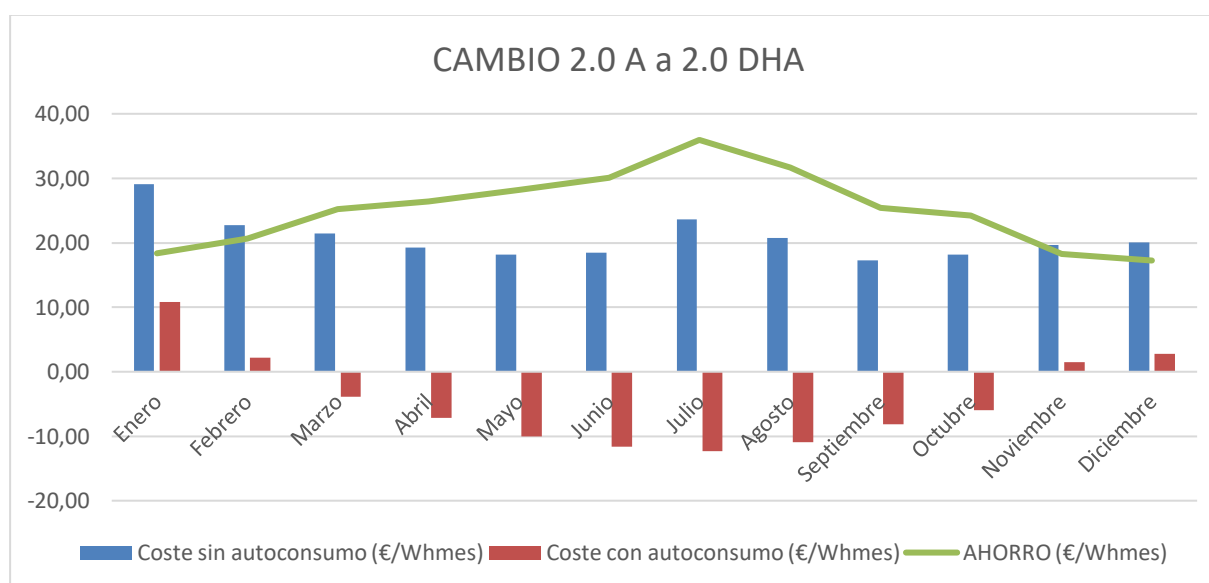




**Figura 6-24. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA**

MADRID	TARIFA PVPC 2 PERÍODOS (2.0 DHA)	
	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
3 kWp		
Coste (€/Whaño)	217.37	-52.78
Ahorro (€/Whaño)	270.15	

**Tabla 6-26. Coste y ahorro anual 2.0 DHA**



**Figura 6-25. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

MADRID	CAMBIO DE 2.0 A a 2.0 DHA	
3 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	-52.78
Ahorro (€/Whaño)	301.57	

Tabla 6-27. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA

#### 6.2.2.4 4 kWp

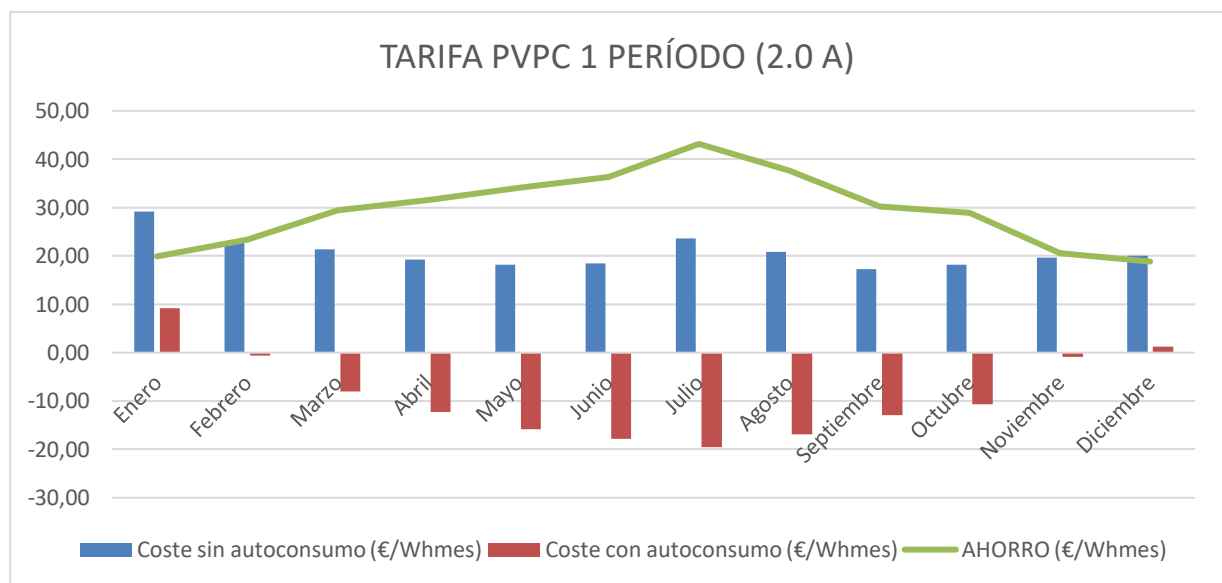
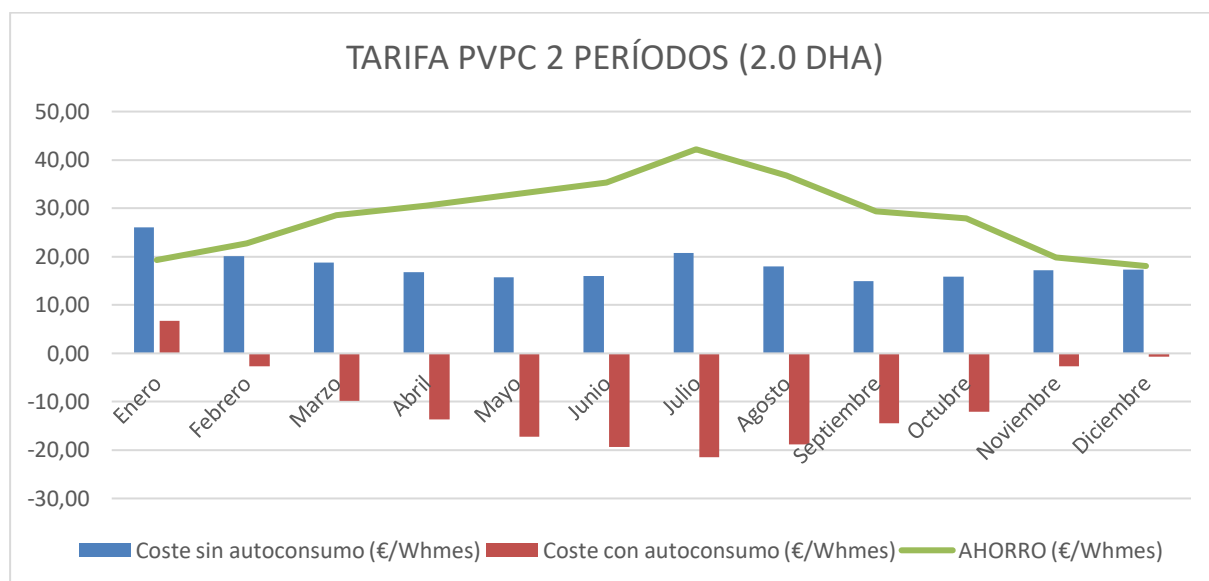


Figura 6-26. Coste y ahorro mensual 2.0 A

MADRID	TARIFA PVPC 1 PERÍODO (2.0 A)	
4 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	-105.19
Ahorro (€/Whaño)	353.98	

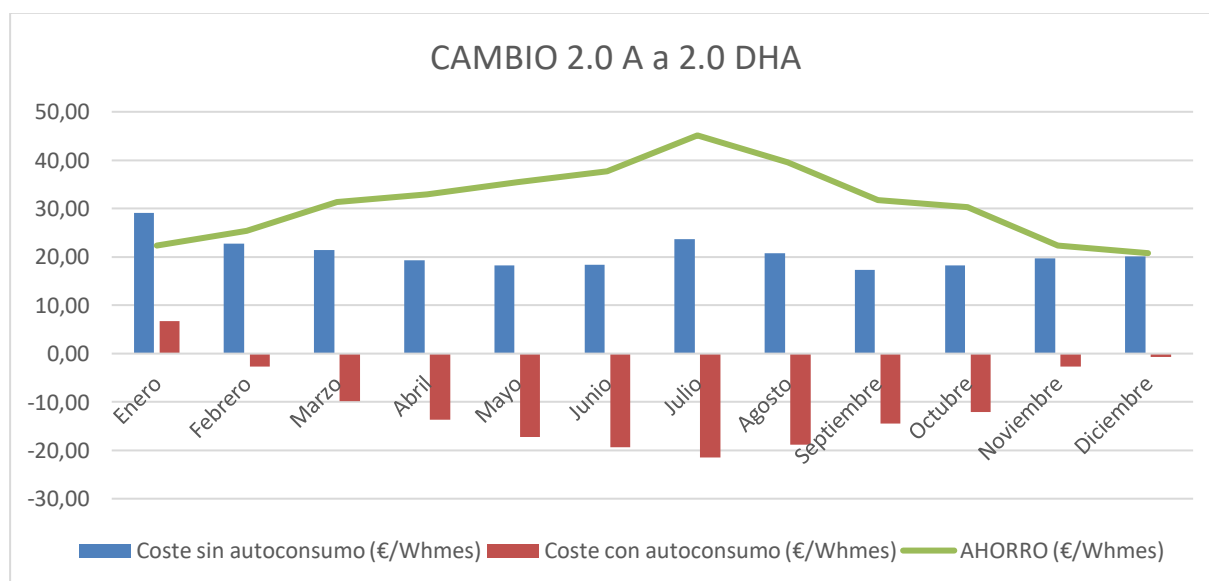
Tabla 6-28. Coste y ahorro anual 2.0 A



**Figura 6-27. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA**

MADRID	TARIFA PVPC 2 PERÍODOS (2.0 DHA)	
4 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	217.37	-126.21
Ahorro (€/Whaño)	343.58	

**Tabla 6-29. Coste y ahorro anual 2.0 DHA**



**Figura 6-28. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

MADRID	CAMBIO DE 2.0 A a 2.0 DHA	
4 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	-126.21
Ahorro (€/Whaño)	375.00	

Tabla 6-30. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA

#### 6.2.2.5 5 kWp

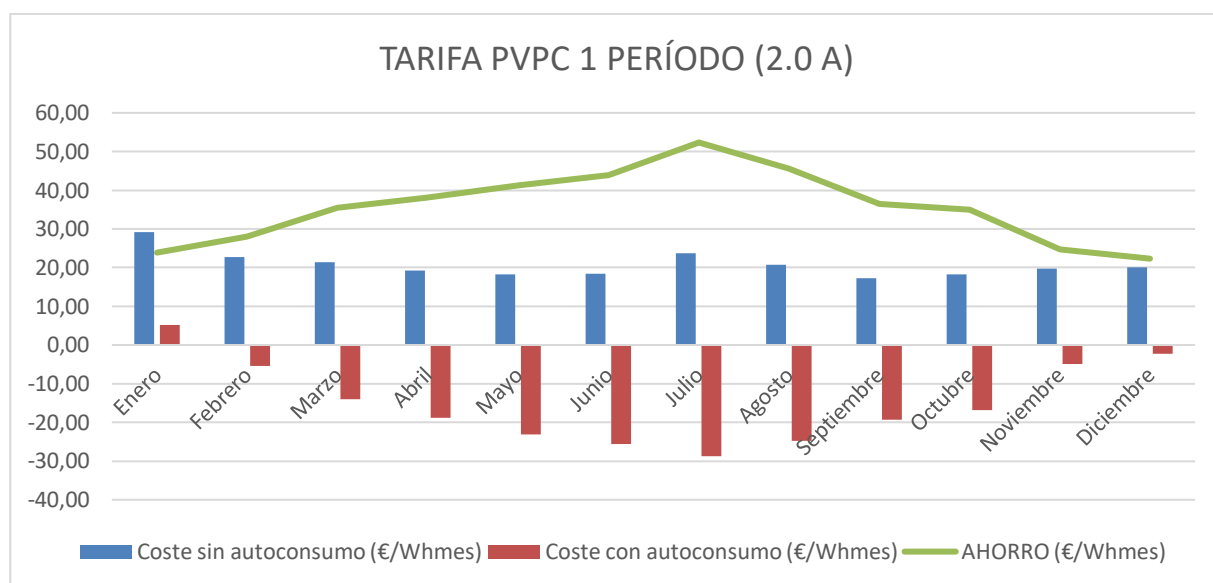
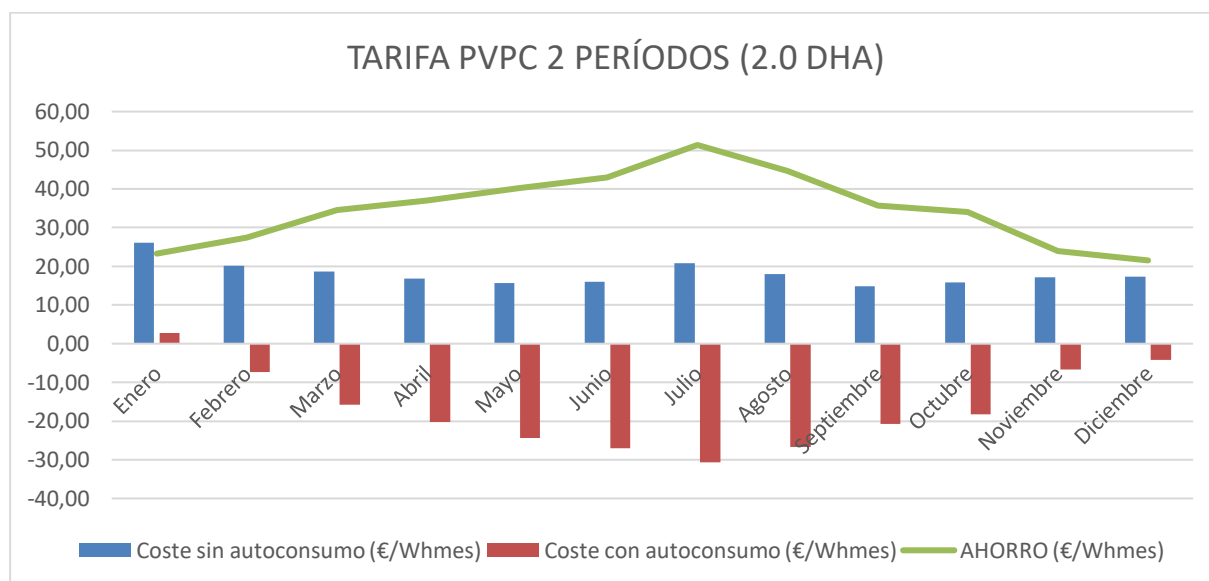


Figura 6-29. Coste y ahorro mensual 2.0 A

MADRID	TARIFA PVPC 1 PERÍODO (2.0 A)	
5 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	-178.33
Ahorro (€/Whaño)	427.12	

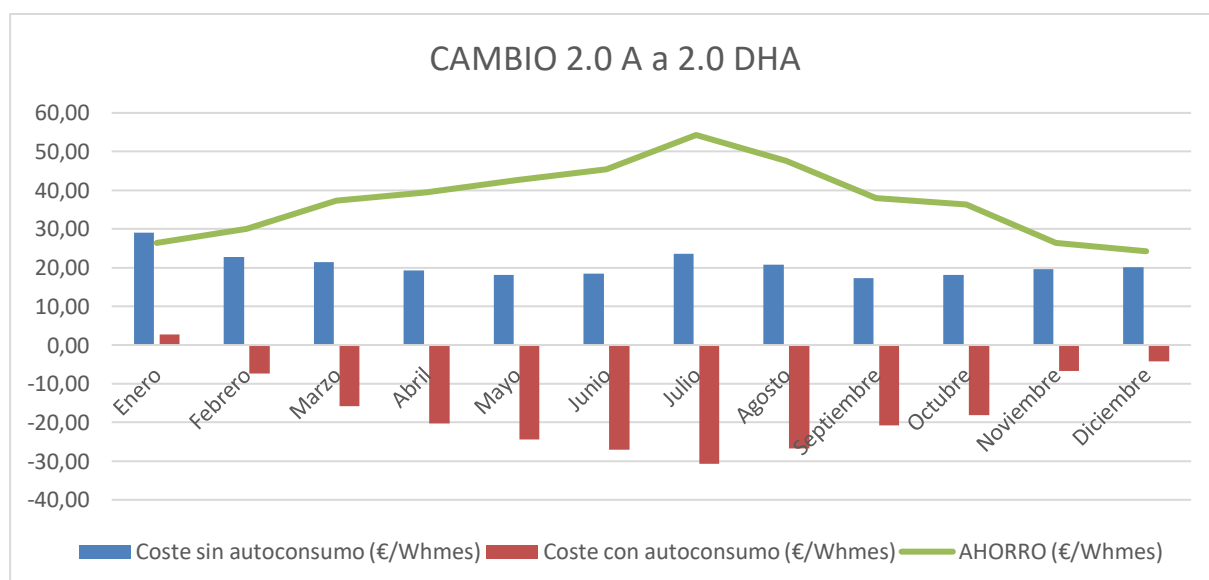
Tabla 6-31. Coste y ahorro anual 2.0 A



**Figura 6-30. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA**

MADRID	TARIFA PVPC 2 PERÍODOS (2.0 DHA)	
	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
5 kWp		
Coste (€/Whaño)	217.37	-199.2
Ahorro (€/Whaño)	416.57	

**Tabla 6-32. Coste y ahorro anual 2.0 DHA**



**Figura 6-31. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

<b>MADRID</b>	<b>CAMBIO DE 2.0 A a 2.0 DHA</b>	
<b>5 kWp</b>	<b>SIN AUTOCONSUMO</b>	<b>CON AUTOCONSUMO</b>
Coste (€/Whaño)	248.79	-199.2
Ahorro (€/Whaño)	447.99	

**Tabla 6-33. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

Por último, se muestra una tabla comparativa con los plazos de recuperación para cada potencia fotovoltaica y escenario analizado:

<b>PAYBACK</b>	<b>2.0 A</b>	<b>2.0 DHA</b>	<b>Cambio de 2.0 A a 2.0 DHA</b>
1 kWp	8.11	8.71	6.87
2 kWp	9.07	9.52	8.21
3 kWp	8.96	9.29	8.32
4 kWp	10.66	10.99	10.07
5 kWp	10.88	11.15	10.37

**Tabla 6-34. Payback instalación fotovoltaica en Madrid**

Como se puede apreciar, el plazo de recuperación siempre va a ser menor en el tercer escenario, en el cambio de 2.0 A a 2.0 DHA. Además, se observa que existe un salto en el PB a partir de 4 kWp, lo cual será un factor determinante de cara a tomar una decisión en el momento de llevar a cabo la instalación.

## 6.3 Santander

En este apartado se muestran los resultados para la instalación fotovoltaica en Santander, correspondiente al año 2019.

### 6.3.1 VAN, TIR y PB

En primer lugar, se muestra una tabla con los resultados obtenidos para los diferentes indicadores de rentabilidad:

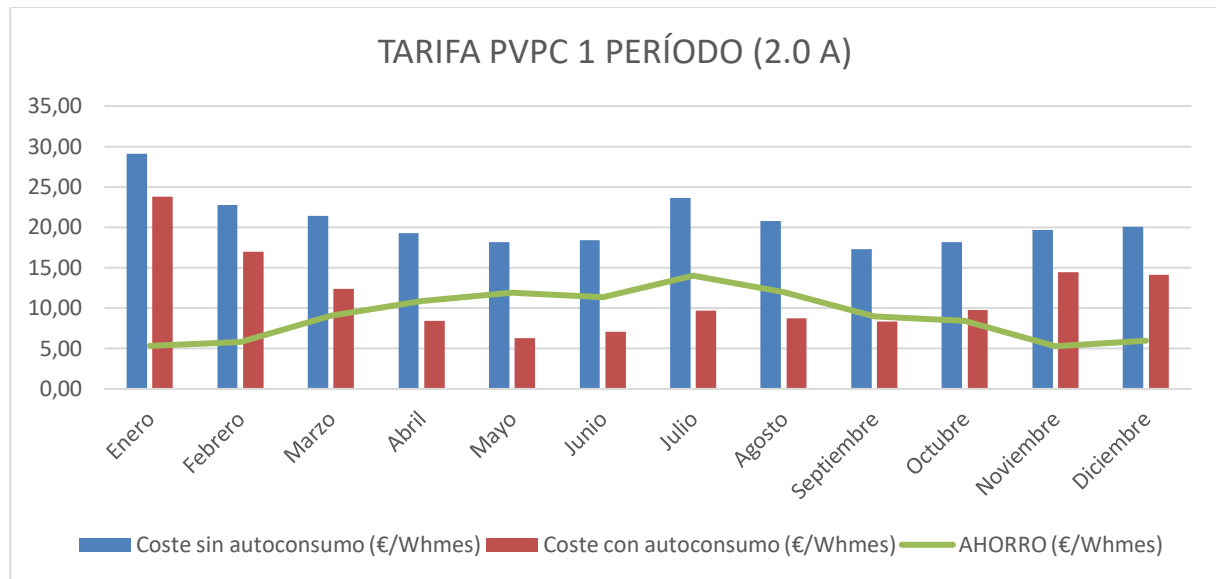
<b>SANTANDER</b>	<b>2.0 A</b>	<b>2.0 DHA</b>	<b>Cambio de 2.0 A a 2.0 DHA</b>
<b>1 kWp</b>			
VAN (€)	883.53	769.61	1320.22
TIR (%)	9.53	8.77	12.34
PB (años)	9.41	10.01	7.66
<b>2 kWp</b>			
VAN (€)	1253.22	1106.12	1656.82
TIR (%)	8.21	7.65	9.71
PB (años)	10.48	11.00	9.28
<b>3 kWp</b>			
VAN (€)	1733.09	1572.87	2123.57
TIR (%)	8.34	7.89	9.42
PB (años)	10.37	10.78	9.49
<b>4 kWp</b>			
VAN (€)	1559.57	1392.30	1942.98
TIR (%)	6.32	5.98	7.07
PB (años)	12.40	12.81	11.57
<b>5 kWp</b>			
VAN (€)	1764.77	1593.12	2143.88
TIR (%)	6.1	5.78	6.67
PB (años)	12.70	13.05	11.99

**Tabla 6-35. VAN, TIR y Payback**

### **6.3.2 Costes y ahorro**

A continuación, se detallan los costes y el ahorro obtenidos mes a mes, en forma de gráfica, y anuales, en forma de tabla, para los tres escenarios distintos y para cada potencia fotovoltaica:

#### **6.3.2.1 1 kWp**



**Figura 6-32. Coste y ahorro mensual 2.0 A.**

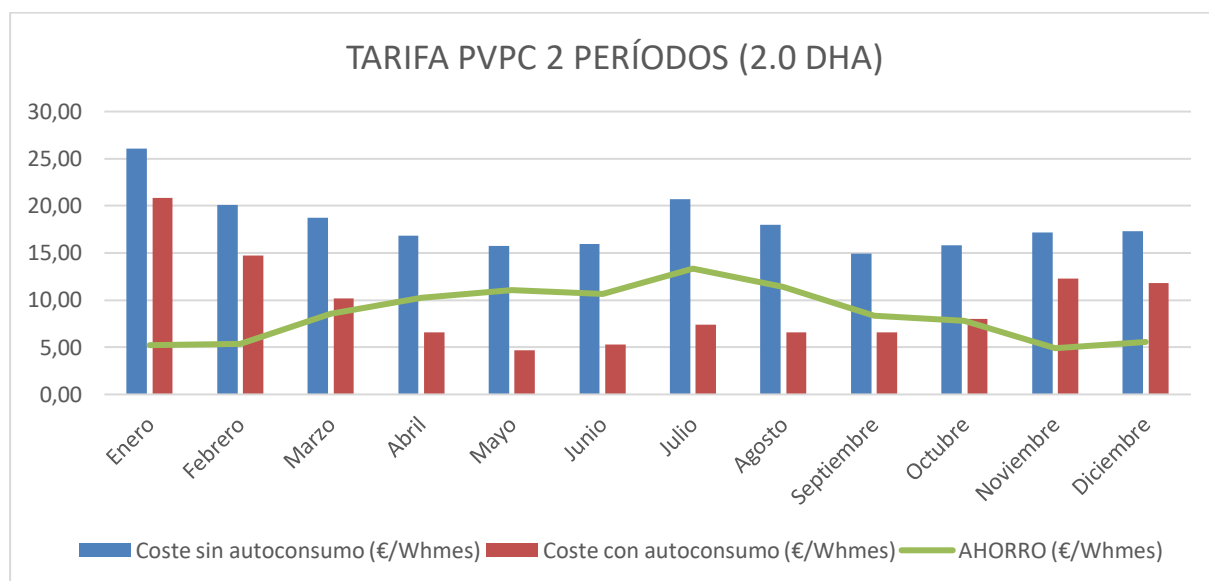
SANTANDER	TARIFA PVPC 1 PERÍODO (2.0 A)	
	1 kWp	
	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	139.9
Ahorro (€/Whaño)	108.89	

**Tabla 6-36. Coste y ahorro anual 2.0 A**

En Santander, al igual que en Madrid, el máximo histórico que se produjo en marzo no tuvo tanta repercusión como en Sevilla. Sin embargo, en esta ubicación destaca el mínimo que experimenta el ahorro en el mes de junio. Esto puede deberse a que, debido a ser Santander un emplazamiento con un gran número de precipitaciones durante el año, es un tanto más complejo establecer un patrón de análisis de resultados. Por tanto, junio fue un mes más lluvioso, o simplemente, tuvo menos horas de Sol que el mes de mayo.

Del mismo modo, para el mes de noviembre se tiene otro mínimo, obteniéndose en diciembre un ahorro mayor que para el mes de noviembre.

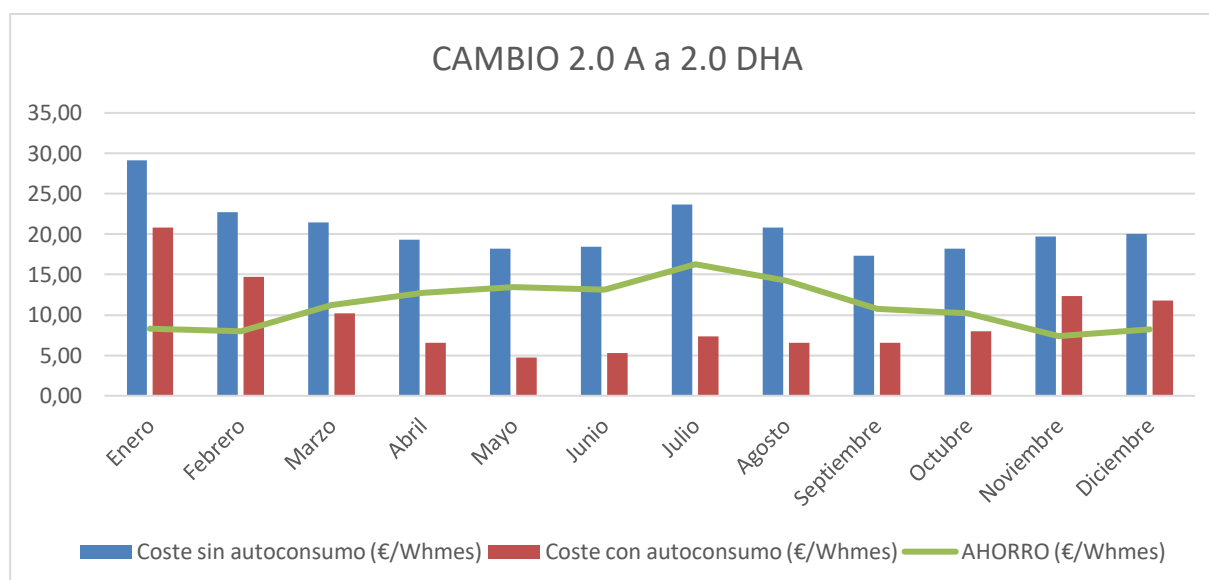




**Figura 6-33. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA**

SANTANDER	TARIFA PVPC 2 PERÍODOS (2.0 DHA)	
	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
1 kWp		
Coste (€/Whaño)	217.37	114.98
Ahorro (€/Whaño)	102.39	

**Tabla 6-37. Coste y ahorro anual 2.0 DHA**



**Figura 6-34. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

SANTANDER	CAMBIO DE 2.0 A a 2.0 DHA	
1 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	114.99
Ahorro (€/Whaño)	133.80	

Tabla 6-38. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA

### 6.3.2.2 2 kWp

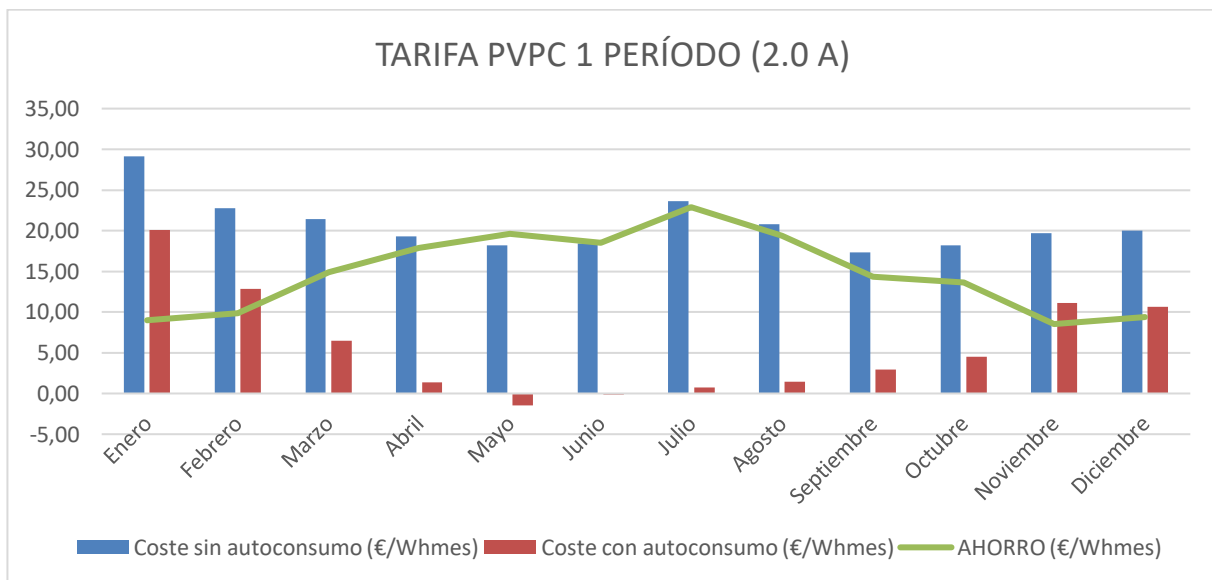
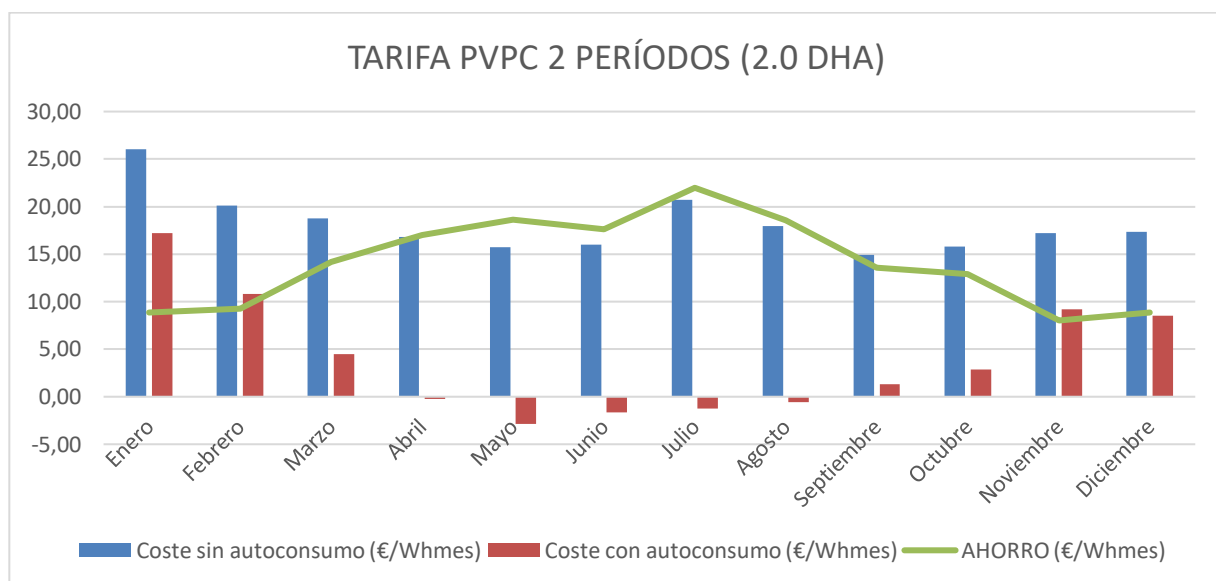


Figura 6-35. Coste y ahorro mensual 2.0 A

SANTANDER	TARIFA PVPC 1 PERÍODO (2.0 A)	
2 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	70.89
Ahorro (€/Whaño)	177.90	

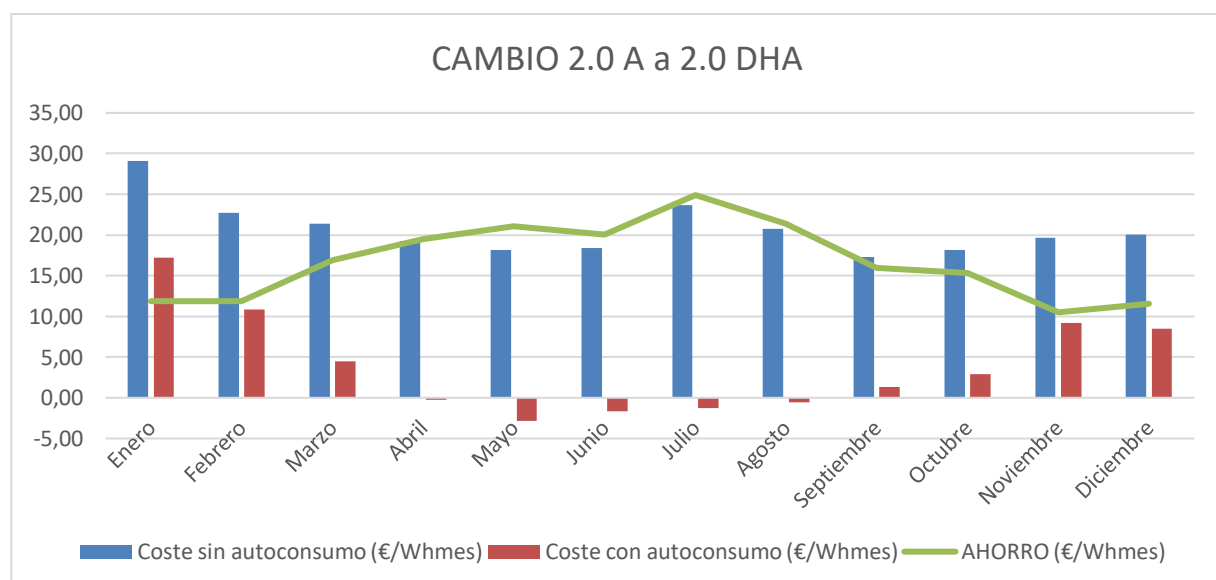
Tabla 6-39. Coste y ahorro anual 2.0 A



**Figura 6-36. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA**

SANTANDER	TARIFA PVPC 2 PERÍODOS (2.0 DHA)	
	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
2 kWp		
Coste (€/Whaño)	217.37	47.86
Ahorro (€/Whaño)	169.51	

**Tabla 6-40. Coste y ahorro anual 2.0 DHA**

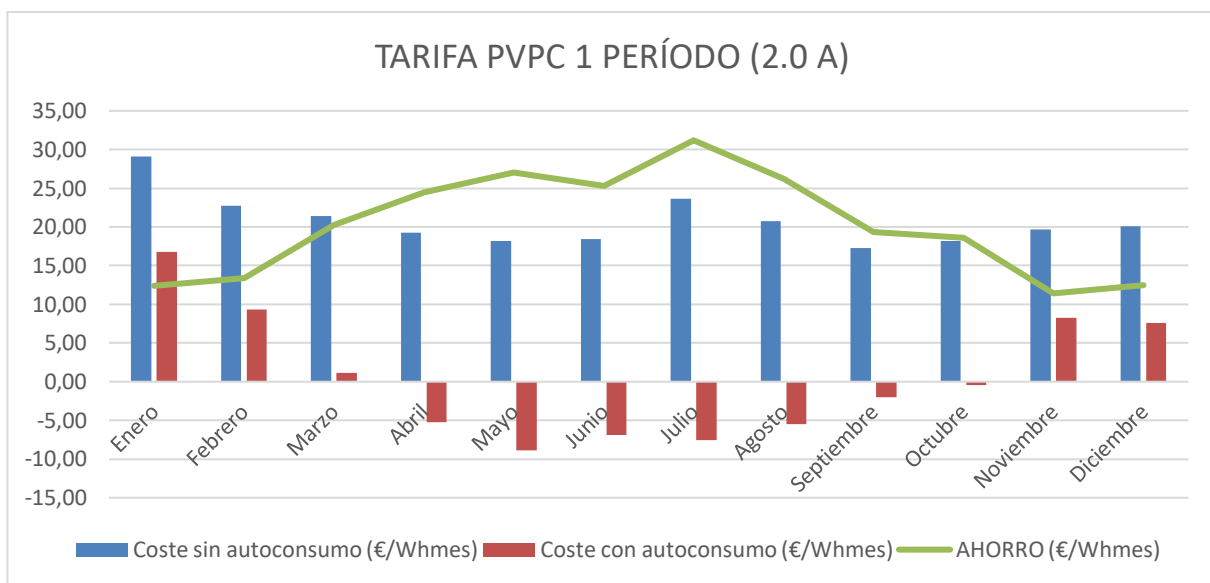


**Figura 6-37. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

SANTANDER	CAMBIO DE 2.0 A a 2.0 DHA	
2 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	47.86
Ahorro (€/Whaño)	200.93	

**Tabla 6-41. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

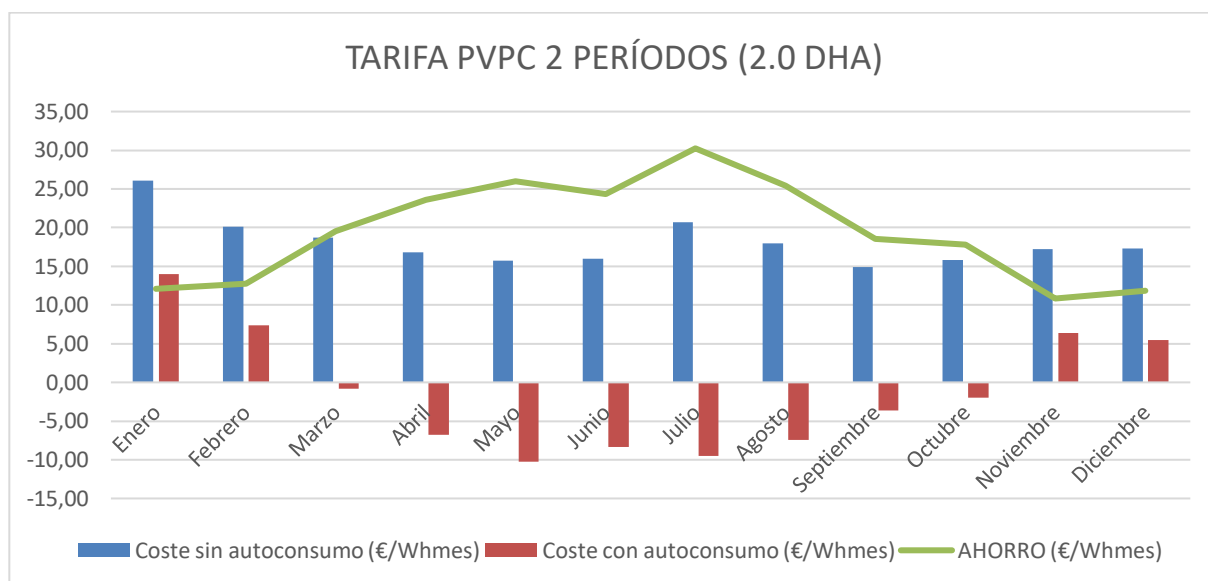
### 6.3.2.3 3 kWp



**Figura 6-38. Coste y ahorro mensual 2.0 A**

SANTANDER	TARIFA PVPC 1 PERÍODO (2.0 A)	
3 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	6.71
Ahorro (€/Whaño)	242.08	

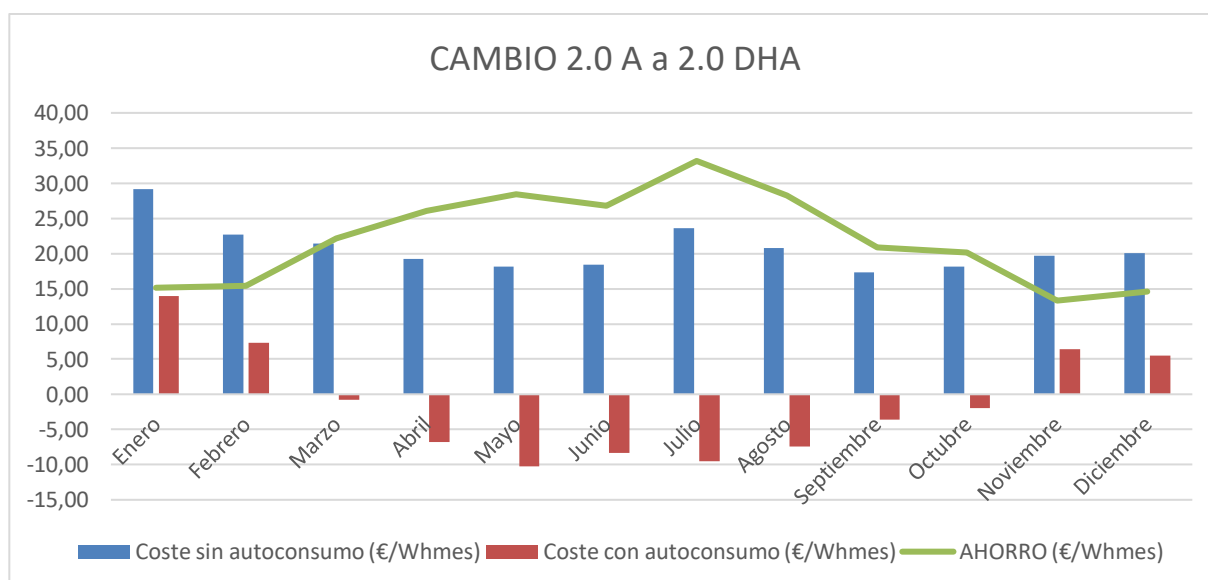
**Tabla 6-42. Coste y ahorro anual 2.0 A**



**Figura 6-39. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA**

SANTANDER	TARIFA PVPC 2 PERÍODOS (2.0 DHA)	
	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
3 kWp		
Coste (€/Whaño)	217.37	-15.57
Ahorro (€/Whaño)	232.94	

**Tabla 6-43. Coste y ahorro anual 2.0 DHA**

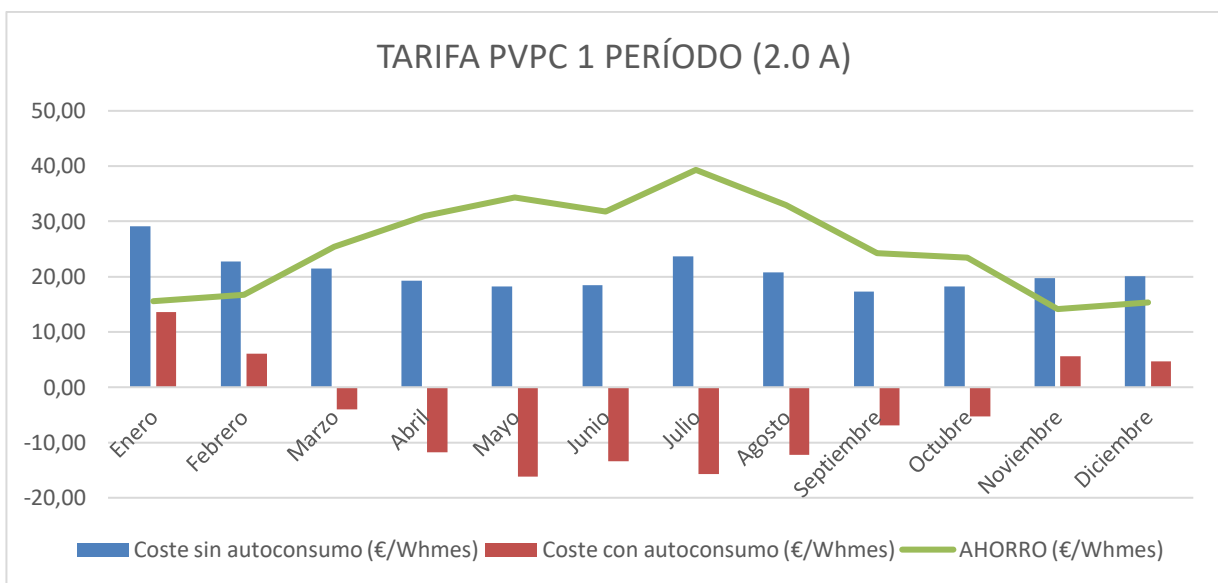


**Figura 6-40. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

<b>SANTANDER</b>	<b>CAMBIO DE 2.0 A a 2.0 DHA</b>	
3 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	-15.57
Ahorro (€/Whaño)	264.36	

**Tabla 6-44. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

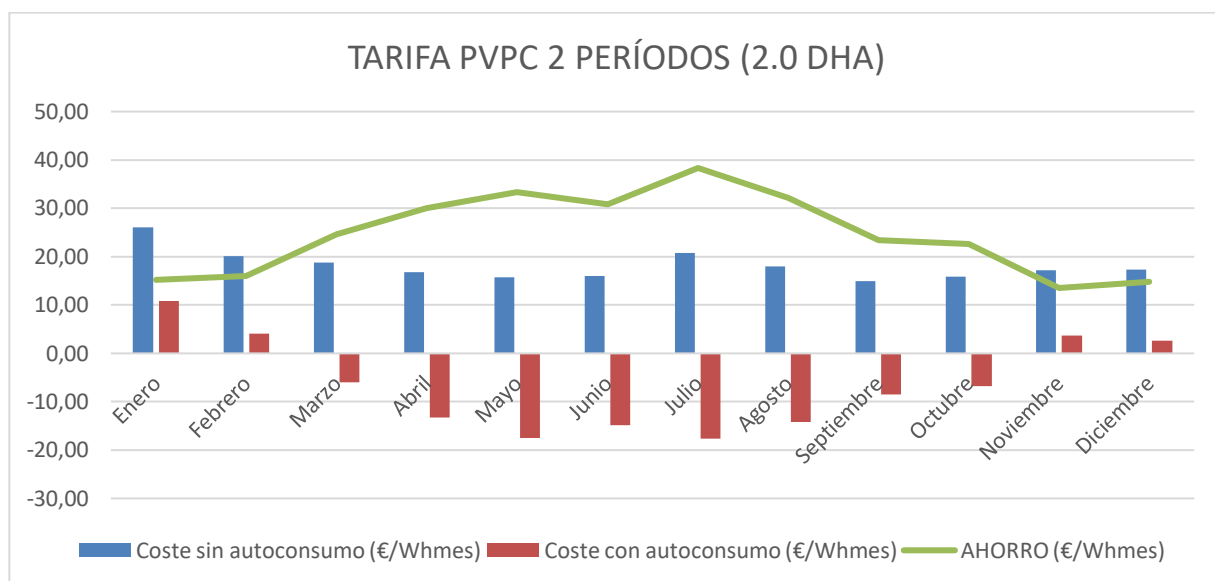
#### 6.3.2.4 4 kWp



**Figura 6-41. Coste y ahorro mensual 2.0 A**

<b>SANTANDER</b>	<b>TARIFA PVPC 1 PERÍODO (2.0 A)</b>	
4 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	-55.56
Ahorro (€/Whaño)	304.35	

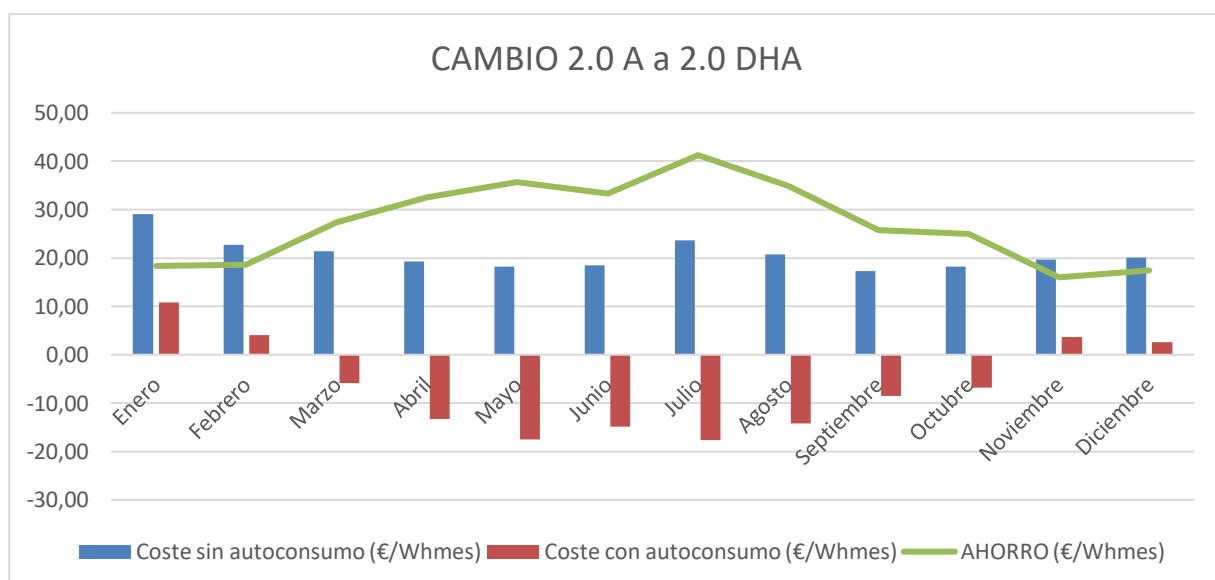
**Tabla 6-45. Coste y ahorro anual 2.0 A**



**Figura 6-42. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA**

SANTANDER	TARIFA PVPC 2 PERÍODOS (2.0 DHA)	
	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
4 kWp		
Coste (€/Whaño)	217.37	-77.44
Ahorro (€/Whaño)	294.81	

**Tabla 6-46. Coste y ahorro anual 2.0 DHA**

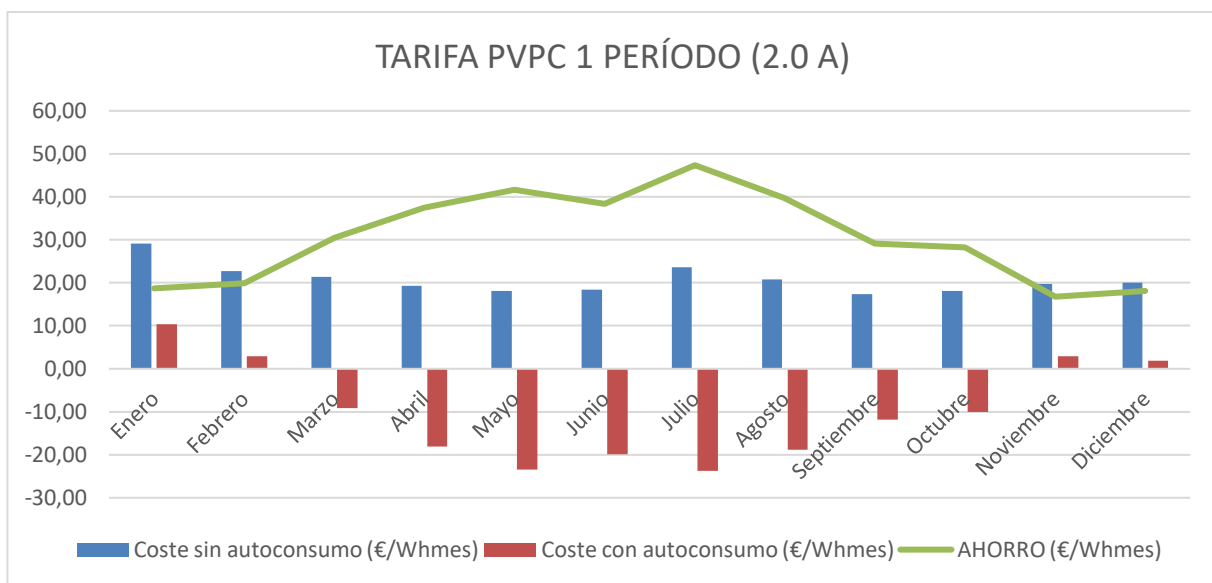


**Figura 6-43. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

<b>SANTANDER</b>	<b>CAMBIO DE 2.0 A a 2.0 DHA</b>	
4 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	-77.43
Ahorro (€/Whaño)	326.22	

**Tabla 6-47. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

### 6.3.2.5 5 kWp

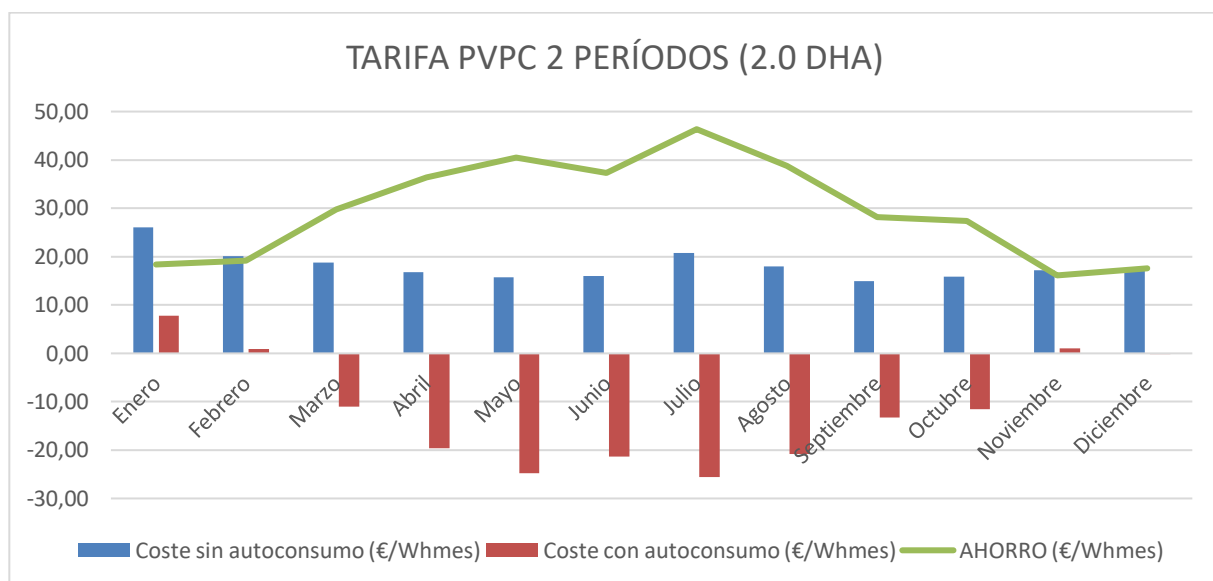


**Figura 6-44. Coste y ahorro mensual 2.0 A**

<b>SANTANDER</b>	<b>TARIFA PVPC 1 PERÍODO (2.0 A)</b>	
5 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	-116.9
Ahorro (€/Whaño)	365.69	

**Tabla 6-48. Coste y ahorro anual 2.0 A**

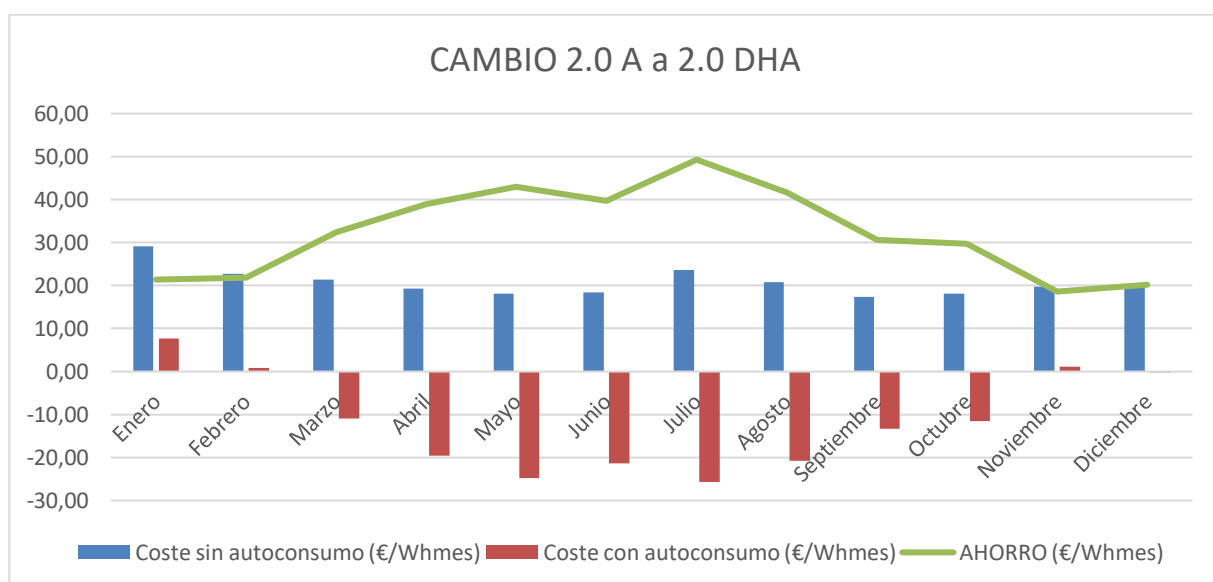




**Figura 6-45. Coste y ahorro mensual 2.0 DHA**

SANTANDER	TARIFA PVPC 2 PERÍODOS (2.0 DHA)	
5 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	217.37	-138.53
Ahorro (€/Whaño)	355.90	

**Tabla 6-49. Coste y ahorro anual 2.0 DHA**



**Figura 6-46. Coste y ahorro mensual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

SANTANDER	CAMBIO DE 2.0 A a 2.0 DHA	
5 kWp	SIN AUTOCONSUMO	CON AUTOCONSUMO
Coste (€/Whaño)	248.79	-138.53
Ahorro (€/Whaño)	387.32	

**Tabla 6-50. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

Por último, se muestra una tabla comparativa con los plazos de recuperación para cada potencia fotovoltaica y escenario analizado:

PAYBACK	2.0 A	2.0 DHA	Cambio de 2.0 A a 2.0 DHA
1 kWp	9.41	10.01	7.66
2 kWp	10.48	11.00	9.28
3 kWp	10.27	10.78	9.49
4 kWp	12.40	12.81	11.57
5 kWp	12.70	13.05	11.99

**Tabla 6-51. Payback instalación fotovoltaica Santander**

Como se puede apreciar, el plazo de recuperación siempre va a ser menor en el tercer escenario, en el cambio de 2.0 A a 2.0 DHA. Además, se observa que existe un salto en el PB a partir de 4 kWp, lo cual será un factor determinante de cara a tomar una decisión en el momento de llevar a cabo la instalación.

## 7 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este apartado se establecerá un estudio comparativo entre las distintas ciudades, considerando el caso de 2 kWp, ya que es una potencia estándar contratada para el autoconsumo fotovoltaico.

### 7.1 Costes y ahorro

A continuación, se muestran los costes y el ahorro para los distintos emplazamientos en el año 2019:

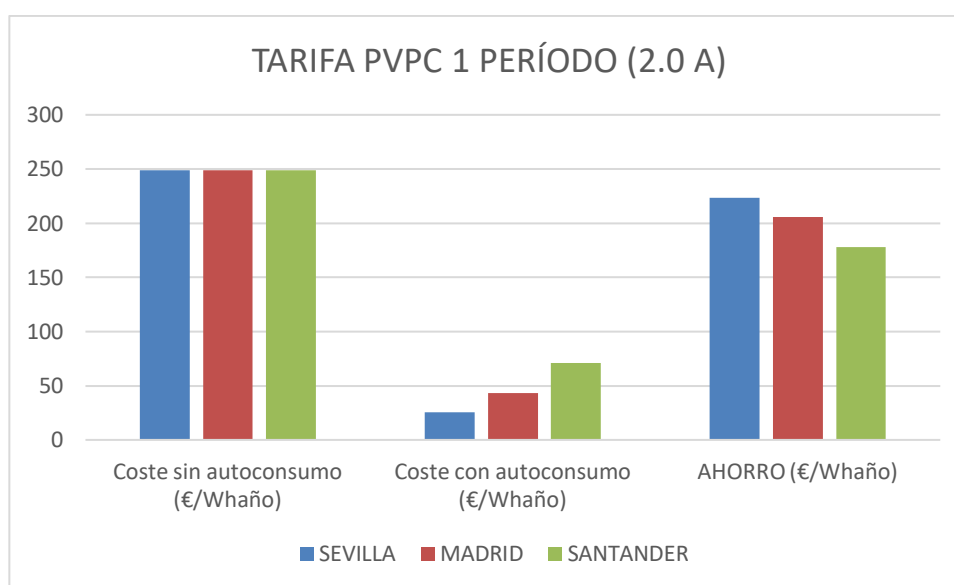


Figura 7-1. Coste y ahorro anual 2.0 A

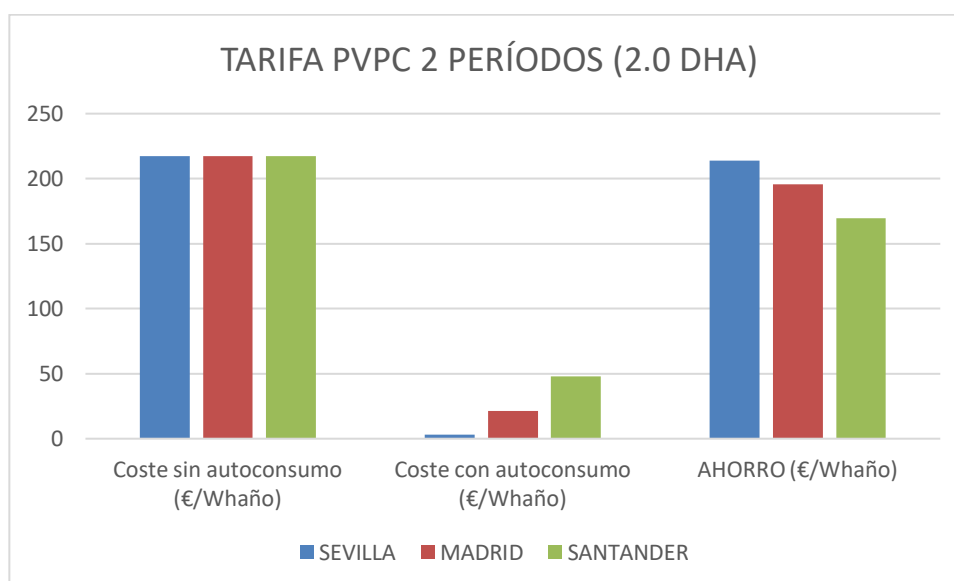
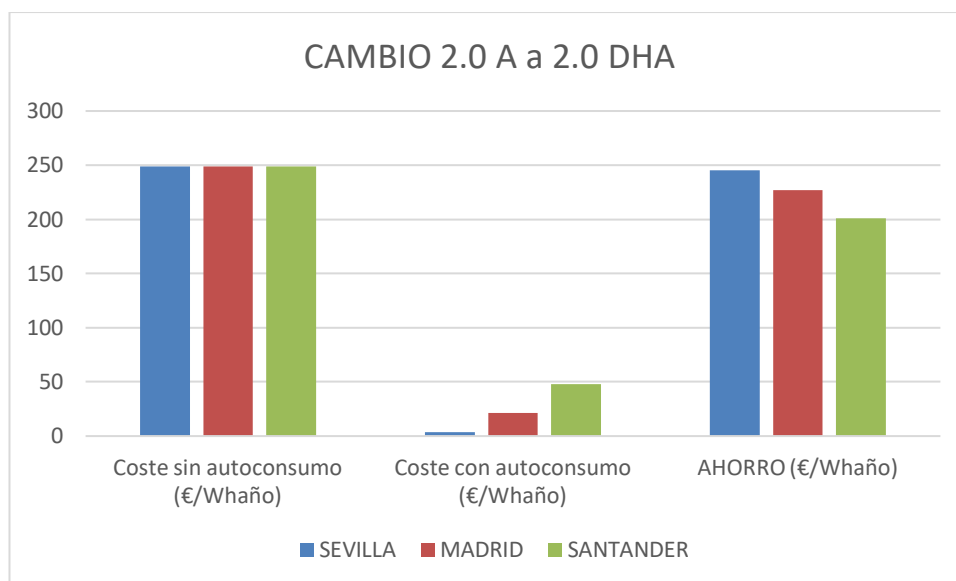


Figura 7-2. Coste y ahorro anual 2.0 DHA



**Figura 7-3. Coste y ahorro anual cambio 2.0 A a 2.0 DHA**

Como se puede apreciar en las gráficas, los costes anuales, tanto sin autoconsumo como con autoconsumo, para dos períodos, son menores que los de un período.

Esto implica, por consiguiente, que el ahorro anual sea mayor para el caso de un período que para dos períodos.

Sin embargo, para el tercer escenario, en el cambio de 2.0 A a 2.0 DHA, se obtiene un ahorro anual aún mayor a los anteriores, puesto que se combinan el peor de los casos sin poseer autoconsumo de la tarifa 2.0 A, y el mejor de los casos con autoconsumo de la tarifa 2.0 DHA.

Por otra parte, atendiendo a los diferentes emplazamientos, se puede observar claramente cómo para Sevilla se obtiene un mayor beneficio: menor coste con autoconsumo y, por tanto, un ahorro mayor.

En definitiva, los resultados obtenidos son los esperados para cada emplazamiento, según las zonas climáticas establecidas por el CTE (Código Técnico de la Edificación):

- ✓ Sevilla: zona climática V
- ✓ Madrid: zona climática III
- ✓ Santander: zona climática I

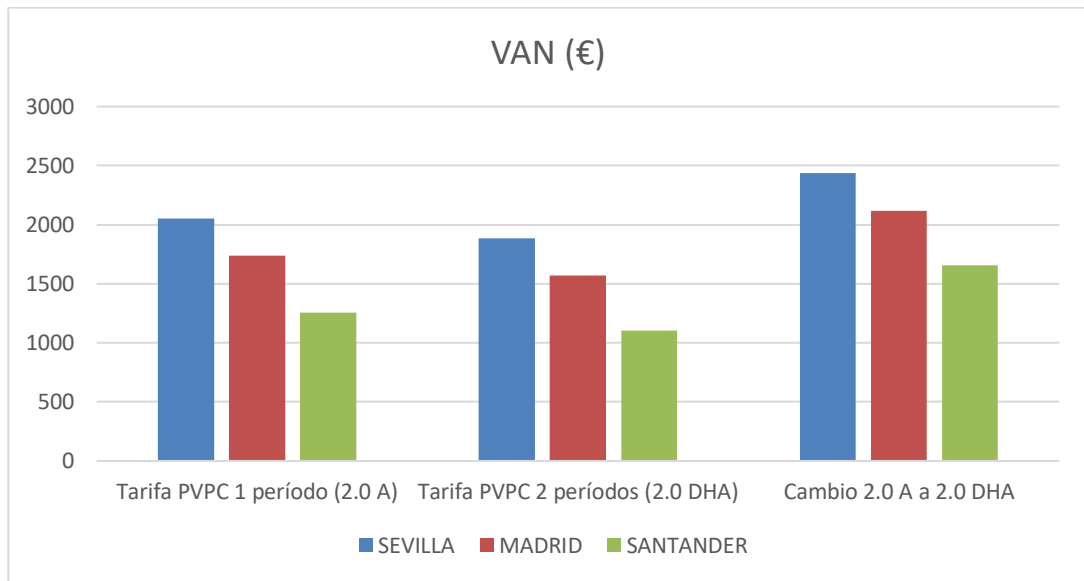
Sevilla, al recibir una mayor dosis de radiación solar global media diaria anual sobre superficie horizontal, se convierte en el emplazamiento que mayor potencia fotovoltaica genera en el autoconsumo. Por tanto, el coste anual será menor y, por consiguiente, el ahorro aumentará.

Análogamente, para Madrid se obtienen menores beneficios que para Sevilla, que a su vez, serán mayores que los de Santander.

## 7.2 VAN, TIR y PB

En este apartado se muestran los diferentes indicadores de rentabilidad para los tres emplazamientos.

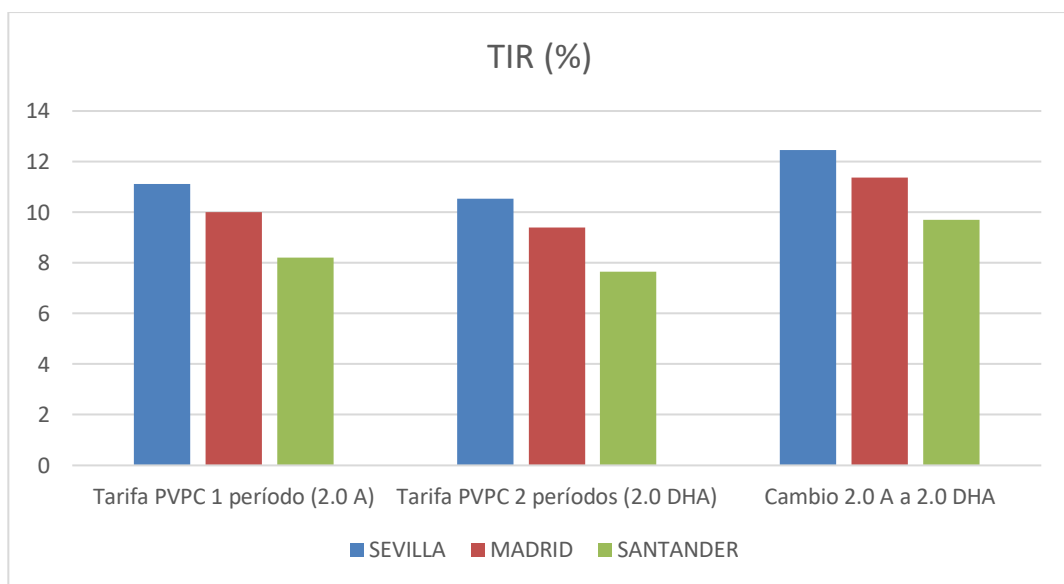
En primer lugar, se muestra el Valor Actual Neto (VAN):



**Figura 7-4. VAN para los tres emplazamientos**

Observando la gráfica, se puede comprobar que el VAN es positivo para los tres escenarios en las tres ciudades, lo cual quiere decir que la instalación aportará riqueza por encima de la tasa de descuento exigida (3%).

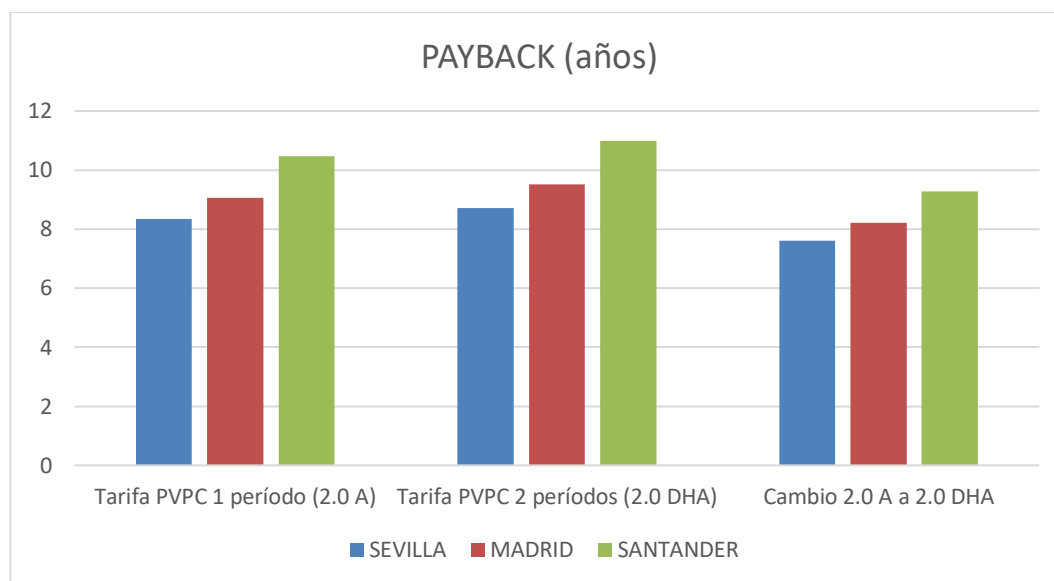
En segundo lugar, se muestra la Tasa Interna de Retorno (TIR):



**Figura 7-5. TIR para los tres emplazamientos**

Al igual que el VAN, la TIR es positiva los tres escenarios en las tres ciudades. Además, en todos los casos la TIR es superior a la tasa mínima de rentabilidad que exige la inversión (3%), por lo que la instalación será rentable.

Por último, se muestra el plazo de recuperación o payback:



**Figura 7-6. Payback para los tres emplazamientos**

Por último, en cuanto al plazo de recuperación, se puede observar que, para cualquier emplazamiento y escenario, el tiempo de recuperación de la inversión será menor a la mitad del tiempo de vida útil de la instalación (25 años).

A continuación, se muestran dos tablas comparativas del resultado del cálculo de los indicadores de rentabilidad para 2 kWp y 3 kWp, con la particularidad de considerar la normativa vigente y anular los meses donde se obtengan ingresos. Esto es, el máximo que se puede obtener en el coste mensual será de 0 €.

	Tarifa PVPC 1 período			Tarifa PVPC 2 períodos			Cambio 2.0 a 2.0 DHA		
2 kWp	Sevilla	Madrid	Santander	Sevilla	Madrid	Santander	Sevilla	Madrid	Santander
VAN (€)	1916.10	1628.30	1226.21	1536.80	1305.26	990.63	2087.35	1855.81	1541.18
TIR (%)	11	10	8	9	8	7	11	10	9
PB (años)	8.65	9.36	10.58	9.61	10.31	11.45	8.28	8.79	9.60

**Tabla 7-1. VAN, TIR y PB anulando los ingresos para 2 kWp**

	Tarifa PVPC 1 período			Tarifa PVPC 2 períodos			Cambio 2.0 a 2.0 DHA		
3 kWp	Sevilla	Madrid	Santander	Sevilla	Madrid	Santander	Sevilla	Madrid	Santander
VAN (€)	1672.15	1403.97	1094.77	1211.86	999.25	719.15	1762.41	1549.80	1269.70
TIR (%)	8	7	6	7	6	5	8	8	7
PB (años)	10.52	11.24	12.20	11.82	12.54	13.62	10.30	10.84	11.64

**Tabla 7-2. VAN, TIR y PB anulando los ingresos para 3 kWp**

Como cabía esperar, al no obtenerse ingresos, los indicadores de rentabilidad son más desfavorables. Sin embargo, es muy llamativo que dichos indicadores difieran tanto del caso de considerar los ingresos.

Por tanto, se podría determinar que para 2 kWp se obtiene una mayor rentabilidad que para 3 kWp, a diferencia de considerar los ingresos mensuales, donde apenas existía diferencia entre una potencia y otra, y 3 kWp se convertía en la potencia óptima. Este hecho refuerza la influencia que tiene la posibilidad de vender toda la energía excedentaria, obteniéndose ingresos por ello.

## 8 CONCLUSIONES

---

En este trabajo se ha abordado el análisis de rentabilidad de una instalación fotovoltaica para el autoconsumo de una vivienda unifamiliar, considerando distintos emplazamientos. Del estudio realizado pueden extraerse las siguientes conclusiones:

1. El coste anual previo a instalar paneles fotovoltaicos en el caso de un período (2.0 A) es unos 30 € mayor que en el caso de dos períodos (2.0 DHA). Sin embargo, una vez instalados paneles fotovoltaicos para el autoconsumo, este coste para el caso de un período será aproximadamente, unos 20 € mayor que en el caso de dos períodos.
2. El ahorro anual debido a instalar paneles fotovoltaicos para el autoconsumo será mayor si se tiene contratada la tarifa 2.0 A, aproximadamente de unos 10 € respecto a la tarifa 2.0 DHA. Además, si se realiza el cambio de tarifa de 2.0 A a 2.0 DHA, el ahorro será de unos 20 € al año respecto a la tarifa 2.0 A.
3. En cuanto a los indicadores de rentabilidad, tanto el VAN como la TIR son siempre positivos y, además, son mayores para el cambio de 2.0 A a 2.0 DHA que para 2.0 A, y a su vez, mayores que para 2.0 DHA. Sin embargo, para el Payback ocurre lo contrario: éste resulta menor para el cambio de 2.0 A a 2.0 DHA.
4. Por tanto, a partir de los indicadores de rentabilidad, se puede afirmar que el mejor de los escenarios es el tercero: cambio de 2.0 A a 2.0 DHA, ya que se combinan el peor de los casos sin poseer autoconsumo de la tarifa 2.0 A, y el mejor de los casos con autoconsumo de la tarifa 2.0 DHA.
5. Considerando una potencia estándar de autoconsumo 2 kWp y el mejor de los tres escenarios, se tiene que: el plazo de recuperación de la inversión inicial para el caso de Sevilla es de unos 7 años y medio; para Madrid ligeramente superior a 8 años; y para Santander ligeramente superior a 9 años. Estos tiempos de recuperación de la inversión inicial de la instalación son datos muy interesantes de cara a tomar una decisión para llevar a cabo el proyecto, ya que la inversión se recupera en un período bastante corto en comparación a la vida útil de la instalación, la cual se sitúa en torno a los 25 años.
6. Analizando cada una de las potencias, se ha conseguido detectar que a partir de 4 kWp los indicadores de rentabilidad resultan ser bastante desfavorables, incluso a pesar de considerar los ingresos, lo cual hace que las potencias de 4 y 5 kWp sean descartables de cara a llevar a cabo la instalación. Por consiguiente, se tiene que 3 kWp es la potencia más óptima si se consideran los ingresos mensuales, ya que los indicadores de rentabilidad son superiores a 2 y 1 kWp. Sin embargo, considerando la normativa actual, 2 kWp resulta ser una potencia más óptima que 3 kWp, ya que los indicadores de rentabilidad son claramente más favorables.
7. En cuanto a los emplazamientos analizados, se puede afirmar que el emplazamiento más idóneo de cara a llevar a cabo una instalación de autoconsumo fotovoltaico es Sevilla, algo que cabía esperar por su gran dosis de radiación anual recibida.
8. Por último, se puede concluir con una propuesta de futuro de política energética donde se permita obtener ingresos netos mensuales a partir del autoconsumo, estableciendo un mínimo de potencia fotovoltaica de, por ejemplo, al menos 4 kWp, ya que, a partir de dicha potencia, según la normativa vigente, se encarecería bastante la instalación y dejaría de ser rentable. De esta manera, se promovería un mayor incremento de la fotovoltaica residencial y se contribuiría a reducir el cambio climático.





# REFERENCIAS

---

- [1] López Prol, J. y Steininger K.W: Energy Policy 108. *Photovoltaic self-consumption regulation in Spain: Profitability analysis and alternative regulation schemes*. (2017), pp.742-744.
- [2] Evolución de la energía solar por países. <https://www.elmundo.es/ciencia/2016/09/29/57ec06ff46163fe6798b4658.html> (Marzo, 2020)
- [3] Aportación fotovoltaica por zona a la potencia instalada global, Información sobre estado del arte de la tecnología fotovoltaica. <https://elperiodicodelaenergia.com/> (Marzo, 2020)
- [4] Potencia solar fotovoltaica instalada anualmente en España en el período 2007-2018. <https://unef.es/el-sector-fotovoltaico-en-espana/> (Marzo, 2020)
- [5] Operador del Mercado Ibérico de la Energía (OMIE). Mercado diario. <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad> (Abril, 2020)
- [6] Información sobre las tarifas. <https://selectra.es/energia/info/que-es/precio-kwh> (Marzo, 2020)
- [7] Medidas eléctricas - REE (Red Eléctrica de España). Perfiles de consumo del pequeño consumidor. <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema/medidas-electricas> (Abril, 2020)
- [8] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia - Boletín de indicadores eléctricos. [https://www.cnmc.es/sites/default/files/2334776\\_8.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/2334776_8.pdf) (Marzo, 2020)
- [9] e.sios - REE (Red Eléctrica de España). Término de facturación de energía activa del PVPC, Precio de la energía excedentaria del autoconsumo, Precios de mercado eléctrico diario. <https://www.esios.ree.es/es/mercados-y-precios> (Abril, 2020)
- [10] Real Decreto 244/2019 - BOE.es. <https://www.boe.es/boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf>
- [11] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/tools.html#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html#PVP) (Marzo, 2020)
- [12] Información sobre paneles fotovoltaicos. <https://deltavolt.pe/energia-renovable/energia-solar/paneles-solares> (Marzo, 2020)
- [23] Información sobre el kit de autoconsumo. <https://www.damiasolar.com/productos/autoconsumo-instantaneo-con-excedentes-142> (Abril, 2020)
- [34] Información sobre el VAN y el PAYBACK. <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html> (Marzo, 2020)
- [15] Roldán Fernández, J.M. y Riquelme Santos, J.M. Apuntes de la asignatura "Energía Eólica". Grado en Ingeniería de la Energía. ETSI, Universidad de Sevilla, curso 2018-19.

- 
- [16] Información sobre la TIR. <https://www.rankia.co/blog/mejores-cdts/3718561-que-tir-para-sirve> (Marzo, 2020)
- [17] Información sobre marzo 2016, informe de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA). <https://www.rtve.es/noticias/20160419/marzo-pulveriza-record-historico-temperatura-del-planeta-122c-mas/1340520.shtml> (Abril, 2020)

